



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN**



Fakultät Verkehrswissenschaften „Friedrich List“

Institut für Wirtschaft und Verkehr • Professur für Ökonometrie und Statistik, insb. im Verkehrswesen

Masterarbeit
zum Thema

Erneuerbare Energien: Statistik der Energieflüsse

vorgelegt von:	Philipp Tausche
Matrikel-Nr.:	3689569
Studiengang:	Master Verkehrswirtschaft
geboren am:	24.10.1990 in Rosenheim
verantwortlicher Hochschullehrer:	Prof. Dr. rer. pol. Ostap Okhrin
Betreuer:	Dr. rer. nat. Martin Treiber
 Anschrift:	 Schandauer Straße 18, 01855 Sebnitz Philipp.Tausche@mailbox.tu-dresden.de

Dresden, den

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	IV
Formelverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	V
Abstract.....	VII
1. Einleitung	1
2. Erneuerbare Energien in Deutschland	3
2.1 Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland	3
2.2 Windkraftanlagen	4
2.3 Biomasse.....	8
2.4 Solarkraftanlagen.....	8
2.5 Wasserkraft und Bioabfall	10
3. Stromverbrauch in Deutschland	11
3.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG).....	11
3.1.1 Strompreis.....	12
3.2 Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen.....	13
3.3 Stromverbrauch nach Zeitspanne	14
3.3.1 Wochenverbrauch.....	14
3.3.2 Tagesverbrauch.....	15
3.4 Geografischer Verbrauch.....	16
4. Der deutsche Energiemarkt	18
4.1 Das bisherige Preismodell: Merit-Order.....	19
4.2 Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Energie.....	20
4.3 Elastizitäten im Stromverbrauch	21
5. Ökonomische Ansätze	26
5.1 Der Kapazitätsmarkt.....	28
5.2 Smart Grid – der intelligente Strommarkt	28
5.3 Laststeuerung.....	30
5.3.1 Lastverschiebungsmethoden.....	31
5.4 Nachfragemodelle.....	37
5.4.1 Datenauswertung	40
6. Zusammenfassung	50
Verweise	52
Anhang	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: monatliche Windstromproduktion in Deutschland 2014 und 2015	5
Abbildung 2: Verteilung der EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen	12
Abbildung 3: Stromverbrauch Sommerwoche Abbildung 4: Stromverbrauch Winterwoche.....	14
Abbildung 5: Nachfragekurven mit Elastizitäten (Hennig, 2017).....	23
Abbildung 6: realistische Nachfragekurve [Eigenerstellung]	24
Abbildung 7: Lastabsenkung mit Rebound-Effekt (Gellings & Rabl, 1988).....	30
Abbildung 8: lastvariabler Tarif innerhalb von 24 Stunden (Ifland, 2014).....	33
Abbildung 9: zeitflexibler Tarif innerhalb von 24 Stunden (Ifland, 2014)	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Grundlegende DSM-Sektoren und deren Potential in Deutschland (Klobasa, 2007, S. 85).....	36
Tabelle 2: Koeffizienten des Modell 1 mit Standardfehlern	41
Tabelle 3: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 1	42
Tabelle 4: Koeffizienten des Modell 1 mit Standardfehlern	44
Tabelle 5: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 2	44
Tabelle 6: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 3	45
Tabelle 7: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 4	46
Tabelle 8: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 5	47
Tabelle 9: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 5 (inkl. konventioneller Energie)	47
Tabelle 10: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 6	48
Tabelle 11: Koeffizienten des Modells 6 mit Standardfehlern.....	49

Formelverzeichnis

Preiselastizität	(1.1).....	21
Gesamtnutzen	(1.2).....	37
Nutzenkomponente	(1.3).....	37
binomiales Probit-Modell	(1.4).....	38
binomiales Logit-Modell	(1.5).....	38
lineares Regressionsmodell	(1.6).....	39
Modell 1	(1.7).....	40
Modell 2	(1.8).....	43
Modell 3	(1.9).....	45
Modell 4	(2.0).....	46
Modell 5	(2.1).....	46
Modell 6	(2.2).....	48

Abkürzungsverzeichnis

EEG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i>
GWh	<i>Gigawattstunden</i>
IfW	<i>Institut für Weltwirtschaft</i>
kW	<i>Kilowatt</i>
kWh	<i>Kilowattstunde</i>
MW	<i>Megawatt</i>
TOU	<i>time of use</i>
TWh	<i>Terawattstunden</i>

Abstract

This master thesis deals with the question how you could use “demand side management” to influence the consumer on the energy market. Because of the increasing part of the renewable energy the stability in the energy production will drop. With new technology the building of energy storages will be one way to deal with the problem. Another way is to influence the consumer.

Firstly the thesis will give a brief overview about the current development of renewable energy. This includes the production time and location of every energy sources. After that the next chapter is about the consummation side of the energy market with the prices. A detailed examination will show the biggest groups of demander and their location and time of consumption. The third chapter will describes the German electricity market including the main problems with demand side management on this market: the low price elasticity. The last chapter will take in the actual demand side management. Methods and applications will show a possible way to overcome the main problem but can’t bring a universal solution. The reasons are the low amount of data referring to renewable energy and applied demand side management and the development of a new market with a less of fossil fuel. The new market would change all actual concepts of pricing and vice versa the consumption.

1. Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eines der Hauptversprechen der Bundesregierung Deutschlands. Die Entwicklung neuer Technologien und Modellprojekte führen zu kontroversen Diskussionen über die Art, wie das Ziel erreicht werden soll. Der Klimaschutz und die damit einhergehende CO₂-Reduzierung bilden das Hauptaugenmerk, nachdem Erfolg oder Misserfolg bemessen werden.

In diesem Prozess entsteht eine Vielzahl von Problemen und Hürden, die es zu bewältigen gilt. Nach der Atomkatastrophe in Fukushima (Japan) wurde zusätzlich der Ausstieg aus der Atomstromproduktion beschlossen. Eine Entscheidung, welche zusätzlich Druck auf die Entwicklung alternativer Technologien ausübt und dabei auch die Umstellung verkompliziert.

Sowohl Sonne als auch Wind sind Ressourcen, die, anders als fossile Brennstoffe, nicht verbraucht werden können und auch im Überfluss vorhanden sind. Doch eine komplett erneuerbare Stromversorgung sorgt für ein großes Problem auf Seiten der Energienetze und deren Betreiber. Die gesicherte Grundlast, und damit die Netzsicherheit, sind in ihrer Stabilität bedroht und es müssen Alternativen zu heutigen Konzepten gefunden werden.

Wie kann der Strombedarf gedeckt werden, falls nicht genug Sonne scheint oder Wind weht? Der größte Nachteil erneuerbarer Energien, ihre Unstetigkeit, kann ohne eine Klärung dieser Frage nicht ihre Vorteile überwiegen und somit zum Klimaschutz beitragen. Schwankungen in der Stromherstellung, welche nicht mit der Nachfrage übereinstimmen, sind prinzipiell entgegen zu wirken.

Deshalb widmet sich diese Arbeit dem Problem, wie mittels ökonomischer Anreize auf die Stromnachfrager die zeitliche Energienachfrage an das Angebot angepasst werden kann.

Um eine Antwort darauf zu erhalten, wird zuerst die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien untersucht. Sowohl ihr Anteil an der gesamten Produktion, als auch ihre jeweiligen speziellen Besonderheiten, wie zeitliche Phasen oder regionales Angebot können Aufschluss über entscheidende Zusammenhänge liefern.

Danach werden auf den Energieverbrauch eingegangen und in Erfahrung gebracht, wie sich die Verbräuche unter verschiedenen Ansatzpunkten verteilen. Was die Elastizität der Nachfrage im Strommarkt bewirkt und ob sie einheitlich auf alle Marktteilnehmer wirkt,



ist ein Teil dieser Untersuchungen. Der anschließende Überblick über den deutschen Strommarkt, inklusive Zahlungsbereitschaften und dem aktuellen Preisfindungsmodell liefern Erkenntnisse, woraus Rückschlüsse über eine Verbesserung oder Änderung der Netzstruktur gezogen werden können. Die Frage, ob das Preismodell den neuen Begebenheiten genügt und ob eine Verhaltensänderung ausreichend abgebildet werden kann, ist Teil dieses Kapitels.

Das letzte Kapitel der Arbeit schließt das Erstellen von möglichen Preismodellen ein. Durch Daten der wissenschaftlichen Initiative Agora Energiewende über den deutschen Strommarkt können wichtige Bestandteile für Preismodelle ermittelt werden. Dadurch wird deutlich auf welche Faktoren am stärksten Einfluss genommen werden muss, um eine Verhaltensänderung zu bewirken.

2. Erneuerbare Energien in Deutschland

„Als erneuerbare Energien (regenerative Energien) werden, im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern wie Öl, Kohle und Gas, Energieformen bezeichnet, die nicht auf endliche Ressourcen zurückgreifen.“

(Springer Gabler Verlag, 2017, Stichwort: Erneuerbare Energien)

Die treibende Kraft hinter dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, aber auch in der gesamten Europäischen Union, ist das Ziel, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Damit sollen langfristig deren schädliche Auswirkungen auf das Klima reduziert, sowie etwaige zukünftige Engpässe von konventionellen Energieträgern, wie Kohle oder Erdöl, verhindert werden.

Zu diesem Zweck wurden im Januar 2008 verbindliche Richtlinien für alle Mitglieder der Europäischen Union aufgestellt und 2009 verabschiedet (Richtlinie 2009/28/EG).

Laut dem Bundesumweltministerium wird Deutschland sein Ziel bis 2020 sogar übertreffen. Statt geplanten 18 Prozent Anteil am Endenergieverbrauch wird voraussichtlich 19,6 Prozent regenerativ erzeugt werden. Allein im Stromsektor würde der Anteil auf über 38 Prozent steigen. (Bundesrepublik Deutschland, 2009)

Für die Sicherung dieser Prognose sorgt unter anderem das „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“ (EEG), in dem Strom aus ökologischen Quellen bevorzugt in deutsche Netze eingespeist und Erzeugern feste Einspeisvergütungen garantiert werden. (Bundesrepublik Deutschland, 2017)

2.1 Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland

Im Jahr 2015 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien für Deutschland bezüglich des Endenergieverbrauchs 32,6 Prozent. (BMW, 2014) Dagegen betrug ihr Anteil am Primärenergieverbrauch nur 12,5 Prozent. Damit stellen sie, hinter Braunkohle, die zweitwichtigste Form der inländischen Energieversorgung dar.

Primärenergie beschreibt die Energiemenge, welche in einem Träger, wie Kohle oder Öl, vor dem Verbrauch innewohnt. Es kann jedoch nicht die gesamte Energie in Strom umgewandelt werden. Ein Teil geht beispielsweise als Abwärme verloren. Endenergie

bezieht sich dagegen auf die tatsächliche Strommenge, welche beim Endkunden aus der Steckdose kommt und somit nutzbar gemacht werden kann.

Die erneuerbaren Energien lassen sich in verschiedenen große Teilbereiche nach der Herkunft gruppieren: Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse und Bioabfallverwertung. Davon erbrachte die Windenergie mit 14,7 Prozent den größten Anteil. Biomasse und Photovoltaik liegen mit 7,2 Prozent beziehungsweise 6,4 Prozent nah beieinander, während Wasserkraft (3,2 %) und Bioabfall (1,0 %) den kleinsten Beitrag hatten. (BMWi, 2014) In den letzten zehn Jahren nahm die durch Windenergie, Photovoltaik und Biomasse erzeugte Menge an Energie stark zu. Dies liegt vor allem an der Unterstützung und Bezuschussung durch die Politik und neue Technologien. Bei der Wasserkraft dagegen gab es kaum Schwankungen im Output. Der Hauptgrund dafür liegt in der relativ flachen Topografie. Zwar durchfließen zwei große Ströme Deutschland, der Rhein und die Elbe, doch beide Flüsse eignen sich nicht für eine optimale Auslastung durch Staustufen. Vor allem im Rhein, welcher eine große Verkehrsader der Binnenschifffahrt ist, wäre eine Vielzahl von Wasserkraftwerken ein Verkehrshindernis. Zudem würde die Natur vielfach darunter leiden.

2.2 Windkraftanlagen

Bei Windkraftanlagen wird unterschieden, ob sie an Land oder auf See installiert sind. Auf dem Land gebaute Anlagen werden als „onshore“ bezeichnet, während Windparks auf dem Meer „offshore“ liegen. Da Deutschland direkten Zugang zum Meer hat, kommen beide Typen vor. Die Offshore-Anlagen liegen in der Nord- und Ostsee, vor allem in Küstennähe, in sogenannten Windparks. Beim Bau von Windkraftanlagen spielt der Standort die entscheidende Rolle, da die Windkraft oftmals innerhalb weniger dutzend Meter stark schwankt. Aufgrund der weiten Fläche erreicht der Wind auf dem Meer eine größere Stärke, was auch die Effizienz der Offshore-Anlagen im Vergleich höher ausfallen lässt. Allerdings erlaubt die schwer zugängliche Lage auf offener See nur eingeschränkten Bau dieser Anlagen. Im Jahr 2015 existieren 25.980 Onshore-Anlagen, während es lediglich 792 Offshore-Anlagen gab. Im selben Jahr befanden sich 42 Prozent aller Anlagen im Norden Deutschlands, während weitere 44 Prozent in Mitteldeutschland, vor allem in Brandenburg, gebaut wurden.

Auf die Bundesländer bezogen fällt der größte Anteil an Windenergie deshalb in Niedersachsen und Schleswig-Holstein an mit 35 % aller Onshore-Anlagen. (Holm, 2017)

Den meisten Strom produzieren die Anlagen in den Monaten November bis Februar mit deutlichen Spitzen. Während der Sommermonate dagegen sinkt ihr Output. (Holm, 2017)

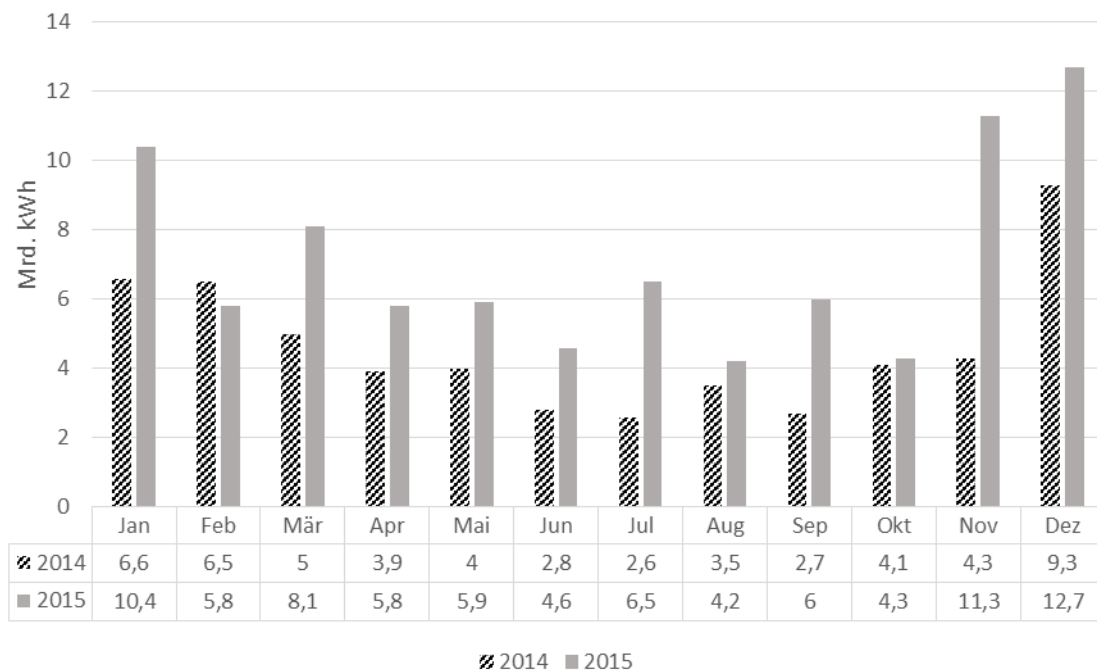


Abbildung 1: monatliche Windstromproduktion in Deutschland 2014 und 2015

Wie in der Abbildung 1 deutlich wird, gab es zwar keine direkte Flaute während des Sommers 2014 und 2015, doch im Vergleich der beiden Jahre wird deutlich, dass es auch nicht möglich ist mit einer konstanten monatlichen Versorgung zu rechnen. Die Energiemengen sind im Jahr 2015 zwar höher, was auf die gestiegene Anzahl an Windkraftanlagen zurückzuführen ist, doch Verhältnisse zwischen den Monaten sind ebenfalls nicht als Konstanten zu nehmen. 2014 fiel der Februar ebenso ertragreich aus, wie der Januar. Im Jahr 2015 jedoch kann im Februar ein deutlicher Einschnitt beobachtet werden.

Bei Windkraftanlagen gibt es auch ein generelles Problem nicht nur in Deutschland. Zwar erreichen die Stromeinspeisungen neue Spitzenwerte, doch liegen diese hinter dem theoretisch möglichen weit zurück. Volllaststunden bezeichnet die Zeit, die eine Anlage für ein bestimmtes Intervall bei Nennleistung betrieben werden kann. Meist wird sich auf ein Jahresintervall bezogen. Deutschlands Onshore-Anlagen erreichten im Jahr 2015 rund 1800 Volllaststunden, während Offshore-Anlagen maximal auf 3600 Volllaststunden kamen. Je weiter sich die Anlage vom offenen Meer entfernt, desto niedriger wird ihr Ertrag. (IWES, 2017) (ISE, 2017)

Bei 8760 Stunden im Jahr macht das einen Jahresnutzungsgrad von 0,21 beziehungsweise 0,41. Die restliche Zeit musste mit anderen Energieerzeugern ausgeglichen werden.

Bei einer genaueren Betrachtung des Dezembers 2015 als Rekordmonat wird jedoch deutlich, dass ein Großteil der Windenergie in Deutschland onshore erzeugt wird. Die Abbildung A im Anhang schlüsselt die On- und Offshore-Produktion auf und stellt dem den Stromverbrauch entgegen. Zwar liegt die Onshore-Produktion zu Spitzenlasten um ein vielfaches höher als Offshore-Anlagen (was an der höheren Anzahl der Anlagen liegt), doch ist auch deren Abweichung zwischen Spitzenlast und geringstem Ertrag gewaltig. In der Nacht vom 21. zum 22. Dezember gab es mit 29,5 Gigawattstunden den höchsten und am 07. Dezember den niedrigsten Wert mit 0,5 GWh. In der Abbildung A wird deutlich, dass der gesamte Monat keinen konstanten Ertrag lieferte. Es lässt sich dabei keine genaue Voraussage bezüglich Uhrzeit oder Woche treffen. Die Stromproduktion ist gänzlich verschiedenen klimatischen Einflüssen, wie globale und lokalen Temperaturen oder Lage von Luftdruckgebieten, unterworfen. Mit einer stabilen Stromproduktion ist mit Onshore-Anlagen nicht zu rechnen.

Bei Offshore-Anlagen lässt sich ein anderes Muster erkennen. Zwar wurde auch mit 0,2 Gigawattstunden zum 15. Dezember ein ebenso geringes Produktionstief erreicht und am 29. Dezember mit fast vier GWh der Spitzenwert, doch kamen viele Tage diesem Spitzenwert sehr nahe und blieben konstant hoch. Für eine stabile Produktion sind solche Bedingungen unerlässlich. (Kleiner, 2017)

Trotz eines deutlichen Zuwachses an Windenergie über die letzten Jahre und einer Verbesserung der Effizienz der Technik, wird dies nicht in den kommenden Jahren fortzusetzen sein. Der Grund dafür liegt in dem Versuch der „Deckelung“ des Ausbaues von der Bundesregierung. Über die Jahre wurden die Ausbauziele wiederholt weit überschritten und sorgen damit für Probleme bei den Energienetzbetreibern. Es wird immer schwieriger die große Menge an dezentralem Strom zu den Verbrauchern zu transportieren. (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2017)

Ab 2017 wird deshalb der Zubau von Windrädern in Gebieten mit Netzenspässen begrenzt und ein neues Verfahren für die Verteilung von Fördergeldern angewendet. Generell senkt sich die Förderung ab dem 01.06.2017 um 5 Prozent. Bei weiterhin zu hohem Zubau würde eine schärfere Kürzung anfallen. (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2017)

Das neue Verfahren zur Vergabe von Fördergeldern wirkt ebenso gravierend. Bisher wurde die Vergütung von der Bundesregierung festgelegt. Doch nun soll sie über öffentliche Ausschreibungen am Markt ermittelt werden. Die Kosten der EEG-Umlage können so verringert werden. Anlagen, welche mit der geringsten Förderung auskommen, erhalten den Zuschlag. Dieses bereits im vergangenen Jahr erprobte Verfahren werde, laut dem Bundesminister für Wirtschaft und Energie, Sigmar Gabriel, zu einer „Dämpfung der Umlage“ führen. (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2017)

Die Finanzierung für die Windkraftanlagen findet über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) statt. Für die Windkraft ist die Vergütung abhängig vom Standort. Auch wird auf die produzierte Energiemenge Rücksicht genommen. Für Onshore-Anlagen gab es eine feste fünfjährige Anfangsvergütung von 8,79 Cent/kWh (Inbetriebnahme Januar 2016). Der Zeitraum für die Vergütung kann sich gegebenenfalls verlängern. Nach dem Ablauf des Zeitraumes für die Anfangsvergütung wird lediglich noch die sogenannte Grundvergütung von 4,89 Cent/kWh gewährt (Inbetriebnahme im Januar 2016).

Sowohl die Anfangsvergütung als auch die Grundvergütung haben sich im Verlauf der Jahre, in denen die EEG in Kraft war (ab 2000), mehrfach verringert, weshalb es zu unterschiedlichen Vergütungen kommt. Dies ist abhängig vom Bauzeitpunkt der Windkraftanlage.

Offshore-Anlagen werden ähnlich finanziert. Die wichtigsten Unterschiede liegen in einer speziellen Betrachtung des Standortes: nämlich des Abstandes von der Küste und der Tiefe des Gewässers, welche Auswirkungen auf den Zeitraum der Anfangsvergütung haben. In den ersten zwölf Jahren der Anfangsvergütung wird eine Förderung von bis zu 19,40 Cent/kWh und danach eine Grundvergütung von 5,95 Cent/kWh gezahlt. Auch bei Offshore-Anlagen hat sich die Vergütung im Laufe der Jahre verändert, weshalb keine einheitliche Aussage über alle Anlagen getroffen werden kann, sondern deren Produktionsstartzeitpunkt zu berücksichtigen ist.

2.3 Biomasse

Biomasse liegt mit 7,2 Prozent an zweiter Stelle innerhalb der 30 Prozent von den erneuerbaren Energien am Energiemix. Fast 15.000 Anlagen produzierten im Jahr 2014 rund 43 Kilowattstunden. (Holm, strom-report, 2017; Ökostrom) Deren Stromproduktion hat sich somit seit 2000 mehr als verzehnfacht. Damit ist ihr Anstieg größer als bei den anderen alternativen Energien.

Biomasse kann, wie fossile Energieträger, in konventionellen Kraftwerken verbrannt werden. Allerdings sorgen spezialisierte Anlagen für einen weit höheren Wirkungsgrad. Der Brennstoff ist dabei nicht immer gleich. Er kann als Biogas, Feststoff (zum Beispiel Holz) oder Flüssigkeit (Pflanzenöl) vorkommen. (Scheftelowitz, 2013)

Die Förderung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) basiert auf einem Stufenprinzip. Anlagen, welche bis 150 Kilowatt produzieren, erhalten 13,66 Cent pro Kilowattstunde. Bis 500 kW sind es 11,78 Cent pro kWh. Zwischen 500 kW und 5 Megawatt wird mit 10,55 Cent/kWh gefördert und bis 20 Megawatt mit 5,85 Cent/kWh. Durch diese Regelung sollen die effizienteren Großanlagen nicht übervorteilt werden.

Die Förderung gilt für 20 Jahre ab Inbetriebnahme als garantiert. Ab 2016 verringert sich die Vergütung für neue Anlagen jedoch vierteljährlich um 0,5 Prozent. Bei einer Überschreitung der Planziele der Bundesregierung wird diese Degression zukünftig sogar noch höher ausfallen.

Deren Ziele liegen bei einem Neuausbau von jährlich maximal 100 Megawatt. Die Steigerung ist damit geringer als bei anderen erneuerbaren Energien, erklärt sich jedoch daraus, dass die Erzeugung von Strom aus Biomasse im Vergleich teurer ist. (BMWi, 2014)

2.4 Solarkraftanlagen

Solarstrom macht mit 6,4 Prozent den drittgrößten Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix in Deutschland aus. Im Jahr 2014 wurden so insgesamt 36,8 Milliarden Kilowattstunden an Strom erzeugt, was einen Anstieg um 5,4 Prozent im Vergleich zum Vorjahr ausmacht. 1,5 Millionen Solaranlagen sind über ganz Deutschland verstreut, davon die Hälfte in den beiden südlichen Bundesländern: Bayern und Baden-Württemberg. (Strom Report, 2017)

Solkraftanlagen liegen noch stärker dezentral als Windkraftanlagen vor. Sie werden und wurden vornehmlich auf Dächern von Wohnhäusern installiert. Ihre Leistung beläuft sich auf durchschnittlich 20 Kilowatt pro Anlage. Lediglich in Ostdeutschland wurden große Solarparks, mit durchschnittlich 70 Kilowatt pro Anlage, errichtet. Spitzenreiter bildet Mecklenburg-Vorpommern mit 103 kW. (Strom Report, 2017)

Der meiste Solarstrom wird in den Sommermonaten produziert. Während 2014 im Dezember 0,4 Terawattstunden eingespeist wurden, waren es im Spitzenmonat Juni 4,8 TWh. (Strom Report, 2017)

Die Abbildung B im Anhang zeigt die Solarstromproduktion im Juli 2015. Zusätzlich wurde der Stromverbrauch mit angegeben. Deutlich lässt sich der Unterschied zwischen Tag, mit entsprechenden Ausschlägen, und Nacht, ohne eine entsprechende Produktion, erkennen. An 17 Tagen in diesem Monat überstieg die Energieerzeugung die 20 Gigawatt Marke, während sie an vier anderen Tagen (12./18./25./30. Juli) fast erreicht wurde. Nur an zehn Tagen wurden weniger als 18 Gigawatt produziert und an einem dieser Tage sogar weniger als 14 Gigawatt. Nicht nur im Juli, sondern in den gesamten Monaten von April bis August wurde konstant Solarstrom in das Netz eingespeist. Es ließe sich somit leicht eine Prognose für diese Monate erstellen. (Kleiner, 2017: Solarenergie)

Einen natürlichen Gegenpol zur Windkraft können die Solaranlagen nicht erbringen. Zwar würden sich die Zeiträume der Stromproduktion perfekt ergänzen, jedoch gilt Deutschland mit seiner mitteleuropäischen Lage als ein „sonnenarmer“ Standort. Dies zeigt sich in den Stromerträgen. Während Windenergie in Spitzenmonaten auf einen zweistelligen Ertrag im kW-Bereich kommt, schafft es Solarenergie lediglich auf einen Bruchteil davon. Im gesamten Jahresverlauf erbringt Solarstrom nur knapp die Hälfte der Leistung von Windenergie.

Eine Erhöhung des Energieertrags aus Solarstrom könnte kaum qualitativ (zum Beispiel über Anlagen, welche einen größeren Anteil des Lichtspektrums umwandeln), sondern müsste quantitativ erbracht werden. Allerdings geht der weitere Ausbau von Photovoltaikanlagen bereits seit 2010 so stark zurück, dass 2015 nicht einmal mehr die Ausbauziele der Bundesregierung erreicht wurden. Der Hauptgrund dafür liegt in der parallel stattfindenden Degression der Vergütungssätze für Solarstrom von 35,4 Cent (mittlere Dachlage 30 kWh) auf 12,06 Cent. Eine konstante Vergütung bekommen Betreiber von Solaranlagen für eine Dauer von 20 Jahren. Allerdings hängt deren Höhe

vom Zeitpunkt der Fertigstellung der Anlage ab, da die Vergütungssätze monatlich beständig leicht gesenkt wurden. (Strom Report, 2017)

Die monatliche Degression wird in den kommenden Jahren jedoch kaum noch eine Rolle spielen, da der Hintergrund für deren Einführung, eine Reduzierung des Neubaus, mittlerweile erreicht wurde. Im Jahr 2016 gab es bereits keine Degression mehr. (Bundesrepublik Deutschland, 2016)

Andere Formen der Förderung werden jedoch ebenfalls diskutiert, um Nachteile auszugleichen. Neben den rein finanziellen Aspekten besteht die Gefahr, dass Bürgergenossenschaften aufgrund ihres geringen Leistungsvermögens vom Markt verdrängt werden. (Ley, 2017)

2.5 Wasserkraft und Bioabfall

Mit insgesamt weniger als fünf Prozent Energieleistung in Deutschland stellen Wasserkraft und Bioabfall den geringsten Anteil an erneuerbaren Energien. Es sind auch die beiden Bereiche, in denen mit der geringsten Veränderung in der Produktion zu rechnen ist. Dies entsteht aus dem Umstand, dass Wasserkraftwerke in Deutschland entweder die Flüsse als natürliche Verkehrswege einschränken oder aus striktem politischem und gesellschaftlichem Denken bezüglich von Abfallverbrennung. (BMW, 2014)

Dennoch gilt die Förderung durch die EEG auch hierfür. Für Wasserkraft gibt es ein stark differenziertes Abschlagssystem, welches von 12,40 Cent pro Kilowattstunde für bis zu 500 Kilowatt pro Anlage auf 3,47 Cent pro kWh für Anlagen mit mehr als 50 Megawatt zurückgeht.

Bei Bioabfällen ist die Regelung deutlich einfacher. Es gibt lediglich zwei Sätze: 14,88 Cent pro kWh für bis zu 500 Kilowatt und 13,05 Cent pro kWh bis 20 Megawatt. (Bundesrepublik Deutschland, 2017)

3. Stromverbrauch in Deutschland

3.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Das EEG (manchmal auch als EEG-Umlage bezeichnet) fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, indem die Betreiber dieser Anlagen einen festen Betrag für jede in die Energienetze eingespeiste Kilowattstunde erhalten. Jedes Jahr im Oktober wird der festgelegte Betrag für das kommende Jahr veröffentlicht. Ermittelt wird er mittels einer einfachen Differenz zwischen dem allgemeinen Strommarktpreis und für den spezifischen Vergütungspreis der Anlagenbetreiber. Beahlt wiederum wird diese Förderung von den Endkunden, welche den höheren Strompreis bezahlen müssen. Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet Ökostrom vorrangig zu behandeln, das heißt notfalls rentablere, aber fossile Kraftwerke, abzuschalten. (Holm, strom report, EEG Umlage, 2017)

Die EEG-Umlage hat sich ziemlich geradlinig entwickelt. Im Jahre 2010 war ihre Höhe 2,05 Cent pro Kilowattstunde und stieg jährlich auf 6,35 Cent pro Kilowattstunde an. Auch eine vorläufige Prognose aus Daten der „Bundesnetzagentur“ und von „Agora Energiewende“ wird der Preis 2017 weiter steigen. (Holm, strom report, EEG Umlage, 2017)

Der beständige Anstieg, bei gleichzeitig sinkender Förderung, hat verschiedene Gründe. Ein großer Kostentreiber sind immer weitere Befreiungen von Wirtschaftsunternehmen beziehungsweise –zweigen (insgesamt 2137 im Jahr 2016) von der Umlage. Diese Privilegien müssen von den zahlenden Verbrauchern „erwirtschaftet“ werden. Der andere Grund liegt im Rechenverfahren begründet. Der durchschnittliche gehandelte Strompreis sinkt an der Börse seit Jahren.

Aus diesen Gründen ist das EEG auch stark umstritten. Für seinen Hauptzweck, die Förderung von erneuerbare Energien, werden laut Schätzungen des „Bundesverbandes Erneuerbare Energien“ nur noch 42 Prozent der Umlage verwendet. 23 Prozent entstehen durch gefallene Börsenpreise und 20 Prozent durch Industrieprivilegien. Dadurch erfüllt das EEG die Funktion einer Subvention für die deutsche Industrie und es kommt zu einer Verzerrung der Kosten für alternative Energien. In der nachfolgenden Abbildung werden die Kosten nach Verbrauchergruppe aufgegliedert. (Holm, strom report, EEG Umlage, 2017)

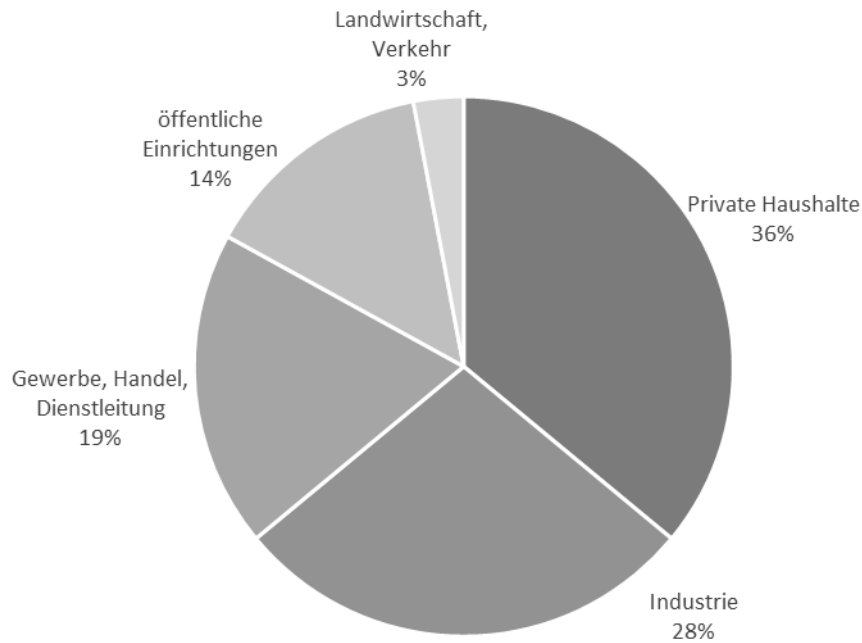


Abbildung 2: Verteilung der EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen

Der überproportionale Anteil der privaten Haushalte an den Kosten von 36 Prozent entgegen einem Anteil von 19 Prozent am tatsächlichen Verbrauch geht auf die Privilegien für einzelne Unternehmen zurück. (Holm, strom report, EEG Umlage, 2017)

Die Gründe für die Ausgabe von Privilegien liegen in der Sorge um die internationale Wettbewerbsfähigkeit und daraus folgend, der Sicherheit von Arbeitsplätzen von stromintensiven Industrieunternehmen begründet. Auch sind Kraftwerke für die Eigenversorgung der Industrie von der Umlage befreit. Der Typ des Kraftwerks oder der verwendete Brennstoff haben keine Auswirkungen auf diese Regelung. Eine Verbreitung von Anlagen zur Herstellung von erneuerbarer Energie für den industriellen Selbstverbrauch bewirkt die EEG somit nicht. (Bundesrepublik Deutschland, 2017)

3.1.1 Strompreis

Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte im Jahr 2016 betrug 28,69 Cent pro Kilowattstunde. Netzentgelte machten den größten Anteil mit 24,6 Prozent (7,07 Cent) davon aus. Darauf folgte die EEG-Umlage mit 22,1 Prozent (6,35 Cent). Die direkte Stromerzeugung hatte daran einen Anteil von 21,3 Prozent (6,11 Cent), während direkte und indirekte Steuern (beispielsweise Umsatzsteuer) insgesamt 23,1 Prozent bildeten.

Der größte einheitliche Block, auf den auch am leichtesten Einfluss genommen werden kann, macht die Umlage aus. Dagegen können die Kosten für die Stromerzeugung und das Netzentgelt kaum verändert werden, da dazu entweder neue noch günstigere Anlagen gebaut oder der notwendige Ausbau des Stromnetzes für die dezentralen erneuerbaren Energien gestoppt werden muss. Lediglich die Steuern könnte die Bundesregierung verändern, muss jedoch die daraus entstandenen Haushaltsverluste anderweitig ausgleichen. (Holm, strom report, EEG Umlage, 2017)

3. 2 Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen

Der Nettostromverbrauch in Deutschland wird vor allem von drei großen Gruppen dominiert. Den größten Anteil hält die Industrie. Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen beide etwas dahinter, während Verkehr und Landwirtschaft keine signifikanten Mengen benötigen.

Der Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft hat für 2015 folgende Daten zusammengefasst: Industrie 246 Terawattstunden, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen jeweils 132 TWh, Verkehr 12 TWh und Landwirtschaft 10 TWh. (BDEW, 2017)

Die Unterteilung der Verbraucher in drei große Gruppen ist praktisch, allerdings kann dies leicht zu dem Glauben führen, dass diese Gruppen in sich geschlossen homogen sind. Dies ist nicht der Fall. Allerdings unterscheiden sich die Merkmale, mit welchen die Untergruppen charakterisiert werden können, voneinander. Industriebetriebe benötigen nicht nur unterschiedlich viel Strom (wodurch eine Einteilung möglich ist), sondern auch zu völlig verschiedenen Zeiten. Vor allem in der Landwirtschaft wirken saisonale Schwankungen. Besonders nach der Ernte wird die Produktion der verarbeitenden Maschinen hochgefahren. Diese Ernten finden, je nach Nutzpflanze, zu einem anderen Zeitpunkt statt und können eventuell durch externe Anreize leicht verschoben werden. Ähnliche Maßnahmen können sich positiv auf verschiedene Industrie-Branchen auswirken. Dies erfordert jedoch die genauen Kenntnisse der zugrunde liegenden Unternehmen. Auch Haushalte unterliegen bedeutenden Schwankungen. Je nach Größe (Anzahl der Personen), aber auch Bauart des Gebäudes (Alt- oder Neubau), Lebensstil der Bewohner (verheiratet, alleinstehend), Berufswahl (Arbeiter, Student,...), persönliche Orientierung (ökologisch) und Einkommen unterscheiden sich die Bedürfnisse und Nutzungszeiten bezüglich Energie. Die Gruppe des Gewerbes, Handel und Dienstleistungen ist am stärksten zu

differenzieren. Zum Teil treffen für einzelne Betriebe auch eher die Merkmale der Industrie oder der Haushalte zu. Kleine Bäckereiläden mit angeschlossenem Backofen würden in die erste Kategorie fallen, während kleine Einzelhändler eher zur zweiten gehören. Die öffentlichen Einrichtungen (Rathäuser, Krankenhäuser, Schulen,...), welche auch als eigene Verbrauchergruppe gesehen werden können, besitzen wiederum eigene Merkmale. Im Folgenden wird jedoch aus Gründen der Einfachheit nur auf die drei großen, oben beschriebenen Verbrauchergruppen eingegangen, um Ansätze der Nachfragemodellierung zu vermitteln. Damit wird zwar der Komplexität des Themas nicht genüge getan, allerdings würde eine zu genaue Einzelfallbetrachtung nur die Unübersichtlichkeit erhöhen und das Verständnis erschweren.

3.3 Stromverbrauch nach Zeitspanne

3.3.1 Wochenverbrauch

Über das Jahr 2016 gesehen betrug der Verbrauch durchschnittlich etwa 60 Gigawatt. Aufgrund der Temperaturunterschiede zwischen Sommer und Winter und der daraus folgenden Heiznotwendigkeit wird in kalten Monaten mehr Strom nachgefragt. Mit rund 75 GWh am 01. Dezember gab es die Nachfragespitze. Am wenigsten verbraucht wurde am 17. April mit ungefähr 38 GWh. Zusätzlich finden kleine periodische Schwankungen im Wochenzyklus statt. Lediglich vom 25. Dezember bis 01. Januar wird dieser Zyklus durchbrochen. Die Ursache dafür liegt in den Feiertagen begründet, während derer die meisten Unternehmen geschlossen haben und somit keinen Strom benötigen. (Kleiner, 2017)

Im nachfolgenden wird auf die Verbräuche zweier typischer Wochen, jeweils im Sommer und im Winter, genauer eingegangen. Die erste Woche im Sommer begann am 17. April, einem Sonntag, und endete am darauffolgenden Sonntag den 24. April. Sie ist in Abbildung 3 dargestellt.

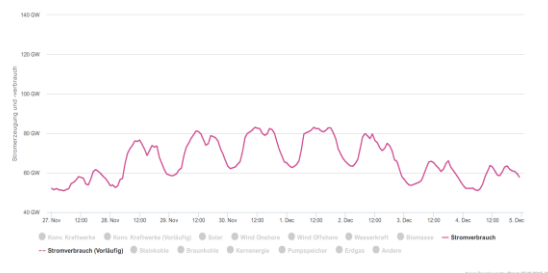
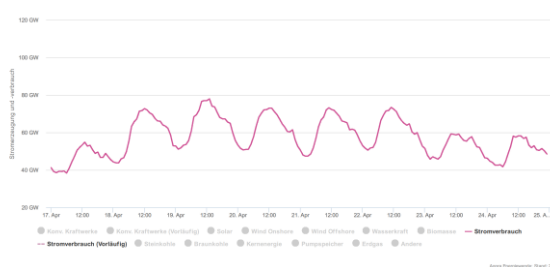


Abbildung 3: Stromverbrauch Sommerwoche Abbildung 4: Stromverbrauch Winterwoche

Deutlich sind die Schwankungen zwischen Tag und Nacht zu erkennen. Nachts wird an regulären Werktagen fast 20 Gigawatt weniger Strom benötigt, als am Tag. Die Nachfragespitzen am Tag liegen immer in der Mittagszeit (11 bis 13 Uhr) und nehmen bis 21 Uhr langsam ab, bis es dann meist noch einmal zu einer kleinen „Abendspitze“ kommt. Danach fällt es schnell zum „Nachtief“ ab. Am Wochenende dagegen steigt der Stromverbrauch niemals über 60 Gigawatt. Mittags ist zwar wieder die Spitze zu erkennen, doch ist sie nicht mehr so eindeutig, wie innerhalb der Woche und kann neben dem typischen Energieverbrauch bei der Zubereitung des Mittagessens auch durch andere Faktoren, wie beispielsweise schlechtes Wetter, leicht beeinflusst werden. Der größte Anteil an der Energieersparnis wird höchstwahrscheinlich durch die arbeitsfreie Zeit und damit fehlende Industrie entstehen. (Kleiner, 2017)

Die Winterwoche in Abbildung 4 startete am Sonntag den 27. November und endete am 04. Dezember, den folgenden Sonntag. Auch im Winter finden sich der typische Verlauf mit „Mittagsspitze“ und „Nachtief“. Es gibt jedoch auch offensichtliche Unterschiede. Zum einen ist der generelle Stromverbrauch aus bereits genannten Gründen höher. Zum anderen ist die „Abendspitze“ ausgeprägter und findet mit 17 bis 18 Uhr eher statt. Der entscheidende Grund dafür sind die kürzeren Tageslichtzeiten, wodurch es früher dunkel ist und die Menschen eher ins Bett gehen. (Kleiner, 2017)

3.3.2 Tagesverbrauch

Eine genauere Betrachtung verschiedener Tagesverläufe zeigt keine entscheidende Veränderung. Im Anhang finden sich die entsprechenden Abbildungen C und D zu den beiden Mittwochen der Sommer- und Winterwoche, beziehungsweise die Abbildungen E und F für die Samstage.

Der stärkste Anstieg in den Wochentagen lag zwischen sechs und sieben Uhr am Morgen, zu einer Uhrzeit, während der die meisten arbeitenden Menschen in Deutschland aufstehen. Ab sieben Uhr wurde der Anstieg merklich flacher und der Verbrauch nahezu konstant, bis er gegen 13 Uhr wieder abnahm. (Kleiner, 2017)

In der Sommerwoche hielt sich, neben einer kleinen Spitze um 21 Uhr, ein konstanter Abstieg bis in den nächsten Tag. Im Winter dagegen wurde zwar bis 15 Uhr weniger Strom verbraucht, doch danach ging der Verbrauch bis 17 Uhr wieder in die Höhe. Zu erklären ist dies über die Tatsache, dass die Menschen von Arbeit oder der Schule wieder nach Hause

kamen und nun in der eigenen Wohnung Energie benötigen. Ab 19 Uhr nimmt der Verbrauch wieder schnell und konstant ab.

Die Samstage weisen eine ähnliche Kurve auf. In der Sommerwoche war der Verbrauch über den gesamten Tag (von neun bis 18 Uhr) fast konstant. Lediglich die „Abendspitze“ lag drei Stunden vor der „Werktagsspitze“. Eine Möglichkeit der Erklärung wäre, dass Abendveranstaltungen stärker nachgefragt wurden und die Menschen die eigene Wohnung verließen.

Im Winter gibt es auch keine neuen Besonderheiten. Das „Nachmittagstief“ des Wintersamstags ist gegenüber dem des Sommers stärker ausgeprägt. Da am Samstag häufig vormittags gearbeitet wird und damit Licht und Heizung in Arbeitsräumen stärker eingeschaltet werden, ist dies verständlich. Sobald die ersten Arbeitsplätze verlassen wurden sank der Verbrauch, bis in den Nachmittagsstunden ab 15 Uhr der Verbrauch in den Haushalten durch bereits genannte Dunkelheit und Kälte wieder anstieg und ab 18 Uhr wieder abnahm.

3.4 Geografischer Verbrauch

Der Energieverbrauch in Deutschland ist nicht nur zeitlich, sondern auch in den einzelnen Bundesländern verschieden. Um auf ein vergleichbares Ergebnis zu gelangen ist es notwendig, den Verbrauch der Bundesländer pro Kopf zu teilen. Je nachdem, ob der Primärenergieverbrauch oder der Endenergieverbrauch betrachtet wird, unterscheidet sich das endgültige Ergebnisse.

Die Gründe für die Unterschiede der Bundesländer bezüglich verschiedener Energieformen, liegen in der Effektivität der Kraftwerke oder in Leitungsverlusten. Bei beiden gibt es keine einheitliche Größe zwischen den Bundesländern.

Um den tatsächlichen Verbrauch interpretieren zu können, ist der Endenergieverbrauch zu bevorzugen. Aus den Daten der statistischen Bundesämter der Bundesländer aus dem Jahr 2014 wird ersichtlich, dass das Saarland und Bremen mit rund 54750 und 49583 Kilowattstunden pro Kopf und Jahr die Spitzenreiter darstellen. Damit liegen sie weit über dem Bundesdurchschnitt von 29667 kWh je Einwohner. Die sparsamsten Bundesländer waren dagegen absteigend: Mecklenburg-Vorpommern mit 24222 kWh, Sachsen mit 23083 kWh und Berlin mit 21111 Kilowattstunden je Einwohner in 2014.

Da in diese Daten nicht nur private Haushalte, sondern der gesamte Verbrauch von Industrie, Haushalten und Gewerbe eingeflossen sind, kann somit indirekt eine grobe Einteilung von Stromnachfragern erfasst werden.

Aus den Daten ist zu erkennen, dass es keinen großen geografischen Schwerpunkt in Deutschland gibt. Die Spitzenreiter liegen in verschiedenen Landesteilen, haben verschiedene Größen und unterschiedliche Bruttoinlandsprodukte. Um die einzelnen Besonderheiten herauszufinden wäre eine genauere Analyse in größerem Umfang nötig. (AGEB, 2015: Primärenergieverbrauch) (AGEB, 2015: Endenergieverbrauch) (BMW, 2015: BIP/Kopf)

Allerdings lassen sich einige Schwerpunkte bezüglich der größten Energieverbraucher beobachten. Auch wenn ihre wirtschaftliche Bedeutung seit Jahrzehnten schrumpft, ist die energieintensive Schwerindustrie noch immer hauptsächlich im Ruhrgebiet ansässig. Andere Branchen, wie zum Beispiel die Zementindustrie, sind aus Gründen des Bedarfs und der Wirtschaftlichkeit in ganz Deutschland vertreten. Im Bereich der privaten Haushalte ist eine Schätzung sogar noch einfacher. Die Hälfte der Bevölkerung konzentriert sich in den Städten. Gebiete mit hoher Bevölkerungsdichte, besonders Ballungszentren, benötigen deshalb den meisten Strom konzentriert auf einer engen Fläche. (Klobasa, 2007, S. 86) Im Anhang befindet sich die Abbildung G, auf der die Gegenden mit den größten potentiellen Stromverbrauch eingetragen wurden.

4. Der deutsche Energiemarkt

Um für die Problemstellung der Arbeit Lösungsvorschläge liefern zu können, ist es wichtig sich den existierenden Energiemarkt in Deutschland anzusehen.

Grundsätzlich entspricht der Markt nicht dem ökonomischen Lehrbuch. Dies liegt an einer Vielzahl von Teilmärkten und einzelnen Bereichen, die vom Wettbewerb ausgenommen sind und einem Wirtschaftsgut, welches immer in ausreichender Menge vorhanden sein muss, jedoch kaum zu speichern ist. Außerdem wirkt die Bundesregierung bei der Preisbildung für Strom mit, indem sie die Preise für die Stromnetze reguliert. Damit soll verhindert werden, dass die regionalen Anbieter ihre Monopolstellung auf Kosten der Verbraucher ausnutzen. Rund 80 Prozent des Angebotes und ein großer Teil des Handels werden von lediglich vier Anbietern kontrolliert. Aufgrund seiner Vielschichtigkeit ist der Energiemarkt extrem undurchsichtig. Beispielsweise wird nur ein Viertel an der Energiebörse gehandelt. (Gerth, 2012)

Seit 2003 exportiert Deutschland immer stärker Strom ins Ausland. Dies liegt an einer wachsenden Überkapazität an Kohlekraftwerken aufgrund des Ausbaues der erneuerbaren Energien. Der Kraftwerksbestand von Kohlekraftwerken blieb über die Jahre gleich und wurde nicht zurückgebaut. (Maaßen, 2015)

Der Stromexport findet hauptsächlich zu Mittel- und Spitzenlastzeiten statt, in denen er im Ausland stark nachgefragt wird und deshalb teuer verkauft werden kann. (Morris, 2014)

Der Wettbewerb im Markt findet im Bereich der Erzeugung, des Handels und des Vertriebes statt. Er unterscheidet sich je nach Verbrauchergruppe stark. Bei Großverbrauchern wird der Bedarf ständig ermittelt und es findet ein starker Wettbewerb statt, bei Kleinverbrauchern wird geschätzt und einmal jährlich gemessen. So kann immer genug Strom bereitgestellt werden. Im Notfall kann jedoch auf Belastungsspitzen mit dem Zuschalten weiterer Kraftwerke reagiert werden.

Da der Strom immer nach einer Norm eingespeist wird, ist am Ende nicht mehr zu ermitteln, ob der Kunde gerade Ökostrom bezieht oder nicht. Gelöst wird dies, indem die Produzenten die Energiemenge nach vorher vereinbarten Bedingungen produzieren. Es ist damit möglich, vertraglich 100 Prozent Ökostrom zu bestellen, welcher auch von den Energielieferanten eingekauft oder produziert wird. Damit werden indirekt erneuerbare Energien vom Endkunden gefördert.

Bei Kleinverbrauchern gibt es einen schwachen Wettbewerb, auch bei steigenden Preisunterschieden. Anbieter bieten standardisierte Verträge an und sind kaum bereit diesen Kunden bei Verhandlungen entgegen zu kommen. Aus diesem Grund gibt es Zusammenschlüsse von Kleinverbrauchern in sogenannte Energie-Einkaufsgemeinschaften, um durch Zusammenlegen ihrer Verbräuche eine höhere Marktmacht zu erhalten.

4.1 Das bisherige Preismodell: Merit-Order

Ein Strommarkt ist niemals uniform, das heißt gleichmäßig, aufgebaut. Kraftwerke produzieren zu unterschiedlichen Kosten zu verschiedenen Zeitpunkten. Um darauf eingehen zu können, wurde der Begriff der Grenzkosten definiert. Er beschreibt die Kosten, die bei der letzten produzierten Megawattstunde anfallen.

Wenn auf dem Strommarkt eine Nachfrage entsteht, werden diese Grenzkosten berücksichtigt, indem die preisgünstigsten Kraftwerke ihren Strom als Erste anbieten. Stück für Stück werden weitere Anlagen mit höheren Grenzkosten ans Netz gebracht, bis die Nachfrage gedeckt wird. Dies wird als Merit-Order-Effekt (zu Deutsch: Verdienstreihenfolge) bezeichnet und sorgt für einen Verdrängungseffekt der teureren Kraftwerke. Der endgültige Preis für den gesamten Strom richtet sich nach den letzten und teuersten Grenzkosten. Kraftwerke mit niedrigen Kosten können so höhere Gewinne erzielen.

Da erneuerbare Energien Grenzkosten von nahezu Null besitzen, werden sie als erste zugeschaltet und können so den allgemeinen Preis für Strom drücken.

Es gibt jedoch auch eine Vielzahl von Problemen in diesem Preismodell. Zum einen ist es ein statisches Modell und nur für die Abbildung kurzfristiger Entwicklung geeignet. Ebenso berücksichtigt es bei der Preisfindung keine weiterführenden Kosten, wie den Aufbau neuer, beziehungsweise den Abriss von alten, unrentablen Kraftwerken oder die Beseitigung der Abfallprodukte. Außerdem geht das Modell von einem einzigen, großen Strommarkt, einer Strombörse, aus, auf dem die Preisbildung stattfindet. Tatsächlich wird nur ein kleiner Teil des Stromes so gehandelt. Ein weiteres unberücksichtigtes Problem sind die Energieschwankungen von Solar- und Windkraft und die dazu im Gegensatz befindlichen meist langsamen Anlaufzeiten konventioneller Kraftwerke. Bei einer ständig schwankenden Nachfrage und einem schwankenden Angebot der billigsten Anlagen ist es

für die Energieunternehmen schwierig zu ermitteln, ob das Zuschalten eines weiteren Kraftwerkes für sie rentabel ist.

Abschließend soll gesagt werden, dass es sich bei dem Merit-Order-Modell nur um eine versuchte mathematische Annäherung an tatsächliche Verhältnisse handelt und es somit nicht die Realität vollkommen widerspiegelt. Kurzfristig ist das Modell durchaus angemessen, doch langfristig völlig unzureichend. (Next Kraftwerke GmbH, 2017) (Wissen & Nicolosi, 2007)

4.2 Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Energie

Ein wichtiges Maß für ökonomische Überlegungen ist das Wissen um die Bereitschaft der Bevölkerung oder Kunden, Geld auszugeben. In Bezug zu den erneuerbaren Energien gab es bereits in der Vergangenheit eine Vielzahl von Untersuchungen. Die Ergebnisse einiger davon sollen nun nacheinander dargestellt werden.

Laut einer repräsentativen Befragung von 1000 Haushalten, welche von Dr. Grieger & Cie im März 2013 veröffentlicht wurde, hat sich das Bewusstsein der Verbraucher über die Zusammensetzung des Energiemixes erhöht. Der Strom aus erneuerbarer Energie wird dabei besonders geschätzt. Allerdings steht dem eine niedrige Zahlungsbereitschaft privater Haushalte entgegen. Nur rund 30 Prozent der Befragten waren bereit mehr für ihren Strom zu bezahlen, falls er vollständig aus regenerativen Energien stammen würde. Die Zahlungsbereitschaft innerhalb dieser Gruppe ist zwar unterschiedlich und deshalb nicht eindeutig einer gewissen Höhe zuzuordnen. Der Durchschnittswert des Anstieges beträgt 37,7 Prozent, was eine jährliche Zahlungsbereitschaft von 95,77 Euro über alle Haushalte ausmacht. Demgegenüber steht die absolute Mehrheit von 53,1 Prozent der Befragten, welche keine weitere Zahlungsbereitschaft besitzen. Die Studie untersuchte auch den Zusammenhang zwischen Zahlungsbereitschaften und dem Atomausstieg. Allerdings gibt es kaum Unterschiede was die Bereitschaft oder Gruppengröße angeht. Eine Aussage, ob es eine positive Korrelation zwischen den Themen gibt, lässt sich nicht bestätigen. Viel mehr werden beide Gruppen aus fast identischen Befragten zusammengesetzt sein und der Atomausstieg, beziehungsweise der Aufbau erneuerbarer Energien gilt als ein großes Thema. (Grieger & Cie, 2013)

In einer internationalen Studie des Kieler Instituts für Weltwirtschaft (IfW) von 2014 gab es zu ähnlichen Ergebnissen. Die Zahlungsbereitschaften lagen weltweit durchschnittlich

bei 10,46 Euro im Monat oder 3,18 (Euro) Cent pro Kilowattstunde mit deutlichen Unterschieden zwischen den Ländern. Einige Länder besitzen eine höhere Zahlungsbereitschaft pro Monat, während Deutsche eher bereit sind mehr pro Kilowattstunde zu bezahlen. Begründet liegt dies im jeweils inländischen Strompreis und Verbrauch. Anschließend ermittelt die Studie, dass die deutschen Verbraucher weitestgehend gegen Preiserhöhungen sind. Die bereits stattgefundenen Verteuerungen im Stromsektor schöpfen die Zahlungsbereitschaft bereits vollständig ab. Da es nach 2014 weitere Erhöhungen der EEG-Umlage gab, wird sich dieser Trend weiter verstärkt haben. (Sundt & Rehdanz, 2014)

Auch TNS Emnid, eines der größten Meinungsforschungsinstitute Deutschlands, hat eine Studie mit insgesamt 1003 Personen durchgeführt. Bei der Frage, ob die EEG-Umlage von 6 Cent pro Kilowattstunde (Stand 2014) gerechtfertigt wäre, kamen andere, jedoch auch ähnliche Ergebnisse heraus. Darin antworteten 50 Prozent der Befragten, dass ein solcher Preis gerechtfertigt wäre. Allerdings waren auch 42 Prozent der Meinung, er wäre damit zu hoch angesetzt. Daraus lässt sich ein ähnlicher Schluss ziehen wie in den beiden anderen Studien. Zusätzlich kann aber auch daraus geschlossen werden, dass die erneuerbaren Energien in Deutschland sehr beliebt sind. Ein großer Anteil der Bevölkerung ist gern bereit, zusätzliche Kosten für ihren Ausbau aufzubringen. (TNS Emnid, 2013) Und je genauer die Ausbauziele formuliert werden, desto eher sind die Menschen auch bereit, mehr Geld bereitzustellen. (Sundt & Rehdanz, 2014)

4.3 Elastizitäten im Stromverbrauch

Um zu erkennen, welche Verbraucher sich am ehesten von Preisveränderungen beeinflussen lassen, ist es wichtig deren Preiselastizitäten zu kennen. Die Preiselastizität beschreibt die Veränderung der Nachfrage bei einer Preisveränderung des Stromes. Dabei wird die prozentuale Nachfrageänderung durch die prozentuale Preisänderung gerechnet. Der daraus entstandene Betrag gibt eine direkte Aussage über das Verhalten der Konsumenten.

$$\eta_{Q,p} = \frac{(Q_2 - Q_1) / Q_1}{(p_2 - p_1) / p_1} = \frac{(Q_2 - Q_1)}{(p_2 - p_1)} * \frac{p_1}{Q_1} \quad (1.1)$$

Die Formel (1.1) stellt die Elastizität dar, wie sie oben beschrieben wurde. Der Anfangspreis wird durch p_1 und der Endpreis nach der Preisveränderung durch p_2 beschrieben. Q_1 und Q_2 stehen für die Nachfragemengen zu Beginn und zum Schluss. Alle diese Werte beziehen sich direkt auf die Nachfragekurve der Verbraucher.

Je größer die Elastizität bezüglich eins ist, desto elastischer ist die Nachfrage und desto leichter ändert sich das Verhalten. Wenn das Ergebnis zwischen eins und null liegt, gilt die Nachfrage als unelastisch. Die Konsumenten ändern ihr Verhalten unterproportional zum Anstieg des Preises. Bei einem theoretischen Wert von null würde niemand sein Verhalten ändern, selbst bei einem starken Preisanstieg. Je nach betroffenem Wirtschaftsgut und Konsumentengruppe unterscheiden sich diese Elastizitäten stark voneinander.

Der allgemeine Strommarkt besitzt eine Reihe von Besonderheiten. Zum einen ist Strom ein Grundbedürfnis und kann nicht leicht ersetzt werden. Es gibt eine hohe Abhängigkeit. Zum anderen ist die Herkunft von Strom nicht sichtbar, das heißt der Verbraucher kann nicht erkennen, ob der eigene Strom von erneuerbaren oder von konventionellen Energien stammt. Die produzierte Energie ist identisch. Ferner lässt sich Strom schlecht lagern und muss deshalb zu den gerade anfallenden Preisen bezahlt werden, die Abrechnung erfolgt nur jährlich und das Wechseln der Energieträger oder Angebote ist schwer möglich.

Eine große Verbrauchergruppe sind die privaten Haushalte mit eigenen Besonderheiten. Da es sich dabei um eine Vielzahl von Kleinverbrauchern handelt, ist es für sie vergleichsweise schwerer Stromanbieter zu wechseln oder sogar einen aktuellen Überblick über den Strommarkt zu erhalten. In einer Untersuchung von Ulrich Hamenstädt vom September 2008 geht hervor, dass Haushalte eine unelastische Nachfrage von 0,11 bis 0,4 aufweisen. Untersucht wurde die Strompreisentwicklung zwischen 1997 und 2006. Dieses Ergebnis lässt sich auch leicht erklären, da das zurzeit angewendete Preismodell der Merit-Order eine solch unelastische Nachfrage voraussetzt und über die Preisbildung fördert. (Hamenstädt, 2008)

Der Sachverständigenrat Wirtschaft, ein Gremium für die wirtschaftswissenschaftliche Politikberatung, ist in seinem Jahresgutachten von 2011/2012 auf ähnliche Werte gekommen. In einer Datenanalyse über 36 Studien der Stromnachfrage wurden eine kurzfristige Elastizität von 0,35 und eine langfristige Elastizität von 0,85 ermittelt. (Sachverständigenrat Wirtschaft, 2011/12)

Stromkosten werden nicht variabel wahrgenommen, sondern als Fixkosten, welche einmal im Jahr anfallen. Etwaige zusätzliche Kosten sind subjektiv nicht dem eigenen Verhalten zugeordnet, sondern allgemeinen Preissteigerungen, welche jedes Jahr stattfinden.

Die Industrie, welche den größten Anteil am Stromverbrauch hat, ist dagegen wesentlich elastischer was deren Stromkosten betrifft. Große Betriebe können ihren Bedarf aus mehreren Quellen decken und besitzen damit eine größere Autonomie bezüglich der Anbieter. Je größer der Energiebedarf des Unternehmens ist, desto stärker wird auch die Informationsbeschaffung vorangetrieben. Damit besitzen Großabnehmer auch immer eine stärkere Verhandlungsposition in Preisverhandlungen. (Hamenstädt, 2008) Doch auch die Industrie kann nur auf mittlere oder längere Sicht elastischer reagieren. Kurzfristig ist die Industrie, laut der Analyse des Sachverständigenrates Wirtschaft, mit 0,2 sogar noch unelastischer als private Haushalte. Die Gründe dafür liegen in den vielfältigen Faktoren eines Unternehmens begründet. Es kann nicht immer dann schnell und viel produziert werden, wenn Strom günstig ist, sondern wenn die Maschinen laufen und die Beschäftigten an ihnen arbeiten. (Sachverständigenrat Wirtschaft, 2011/12) Auf die ständig wechselnden Energiemengen, welche erneuerbare Energien in das Netz einspeisen, kann auch sie nicht rechtzeitig reagieren.

Die dritte große Gruppe, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, kann zwischen den beiden anderen Gruppen eingeordnet werden. Speziell der Großhandel ähnelt mehr der Industrie, während kleinere Gewerbe eher eine Elastizität der Haushalte aufweisen werden.

Was die Preiselastizität für Märkte (und speziell den Strommarkt) bedeutet, lässt sich anhand von Beispielen zeigen. Die untenstehende Abbildung zeigt die verschiedenen Verbräuche in einer Preis-Mengen-Grafik. Je steiler der Anstieg der Kurve ist, desto unelastischer die Nachfrage.

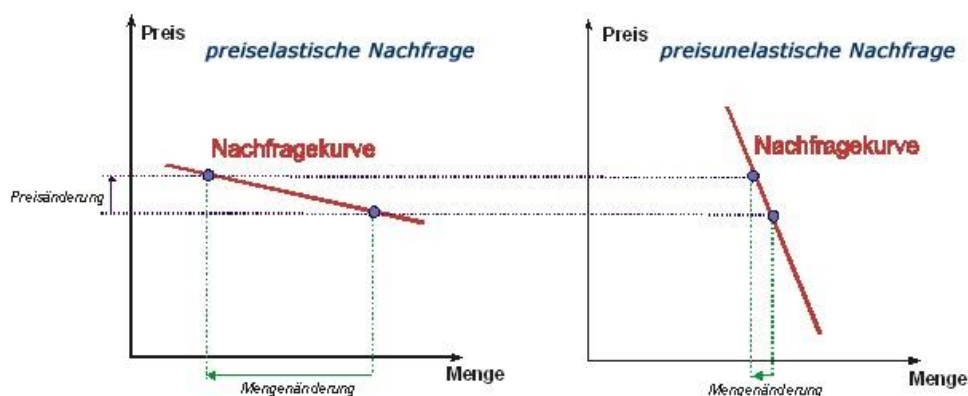


Abbildung 5: Nachfragekurven mit Elastizitäten (Hennig, 2017)

In der beispielhaften Gegenüberstellung von elastischer und unelastischer Nachfrage wird der Unterschied in der Änderung der nachgefragten Menge bei einer Preissteigerung veranschaulicht. Sollte die Elastizität genau den Wert eins betragen, würden die Menge und der Preis sich in gleicher Höhe verändern. Ein realer Nachfrageverlauf liefert selten solche idealisierten Kurven. Tatsächlich verändert er sich ständig und damit auch die Preiselastizität, sodass über die gesamte Nachfrage die Elastizität mal elastischer und mal unelastischer Natur ist. Eine solche Kurve zeigt Abbildung 6.

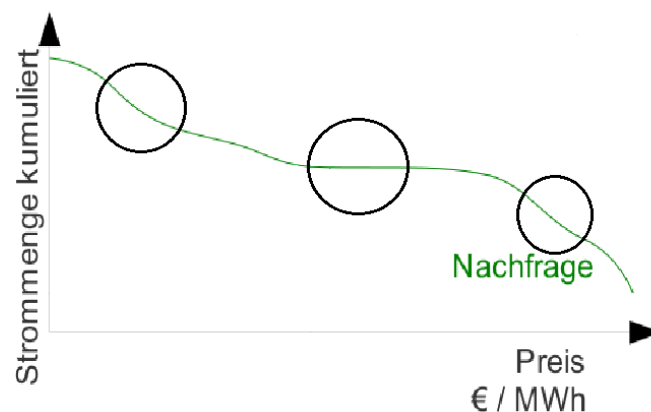


Abbildung 6: realistische Nachfragekurve [Eigenerstellung]

Zu Beginn fällt die Kurve stark ab, was eine unelastische Nachfrage bedeutet. Danach flacht der Verlauf jedoch immer weiter ab, bis die Elastizität über eins steigt. Bei hohem Preis sinkt diese wieder. Bei steigendem Preis treten immer mehr Verbraucher aus dem Markt aus und versuchen Alternativen zu finden (beispielsweise Brennholz für die Heizung, Kerzen für das Licht,...).

Was eine unelastische Nachfrage bedeutet, soll auch anhand folgender Beispielrechnungen erklärt werden. Dabei werden die in den Studien ermittelten Elastizitäten zur Anschaulichkeit benutzt. Für Haushalte die Elastizitäten von 0,35 beziehungsweise 0,85 und für die Industrie 0,2. Zur Vereinfachung wird von einem Startstrompreis (p_1) von 30 Cent pro Kilowattstunde ausgegangen, welcher ähnlich dem Preis vom Jahr 2016 ist. Ein Haushalt mit zwei Personen verbraucht jährlich rund 3.100 Kilowattstunden Energie (Q_1). Sollte sich der Strompreis durch beeinflussende Maßnahmen auf 60 Cent pro Kilowattstunde (p_2) verdoppeln, wie würde dies die Menge beeinflussen? Unterschieden

wird zwischen den kurzfristig stark unelastischen Haushalten mit einer Elastizität von 0,35 und den langfristig „elastischen“ Haushalten mit der Elastizität von 0,85.

$$|-0,35| = \frac{Q_2 - 3100}{60 - 30} * \frac{30}{3100} \rightarrow Q_2 = 2015$$

$$|-0,85| = \frac{Q_2 - 3100}{60 - 30} * \frac{30}{3100} \rightarrow Q_2 = 465$$

$$|-0,2| = \frac{Q_2 - 10.000}{60 - 30} * \frac{30}{10.000} \rightarrow Q_2 = 8000$$

Im Falle der stark unelastischen Haushalte kommt es zu einer neuen Nachfrage von 2015 Kilowattstunden. Dies entspricht 65 Prozent der Ursprungsmenge und ist, wie zuvor beschrieben, unterproportional zur Preissteigerung von 100 Prozent. Bei den wenig unelastischen Haushalten verhält sich die Sache anders. Es gibt einen starken Rückgang der nachgefragten Menge auf 15 Prozent. Im Falle der Verbrauchergruppe der Industrie mit einer Elastizität von 0,2 und einem angenommenen höheren Stromverbrauch von 10.000 Kilowattstunden ist logischerweise der Verbrauchsrückgang um 2000 Kilowattstunden gering.

Wie sich erkennen lässt, ist die Aussagekraft der Elastizität enorm. Die allgemein geringen Elastizitäten, welche auf dem heutigen Energiemarkt vorherrschen, sind zu denen der meisten Grundbedürfnisse, wie Lebensmittel oder Wohnkosten, vergleichbar. Zwar ermittelte die Studie des Sachverständigenrats Wirtschaft eine Elastizität von 0,85, allerdings gilt diese nur auf lange Sicht im Zeitraum von Jahren, in denen die Verbraucher eher die Möglichkeit haben auf einen anderen, günstigeren Anbieter umzuwechseln. Sollte auf einem Energiemarkt mit hauptsächlich erneuerbaren Energieträgern die Nachfrage über den Preis beeinflusst werden, ist es nötig diese Elastizitäten über politische oder technische Maßnahmen zu erhöhen. Eine solche Veränderung findet bereits in Deutschland statt, wie die Studien ebenso bemerkt haben. Während hierbei weniger der Preis das wichtigste Instrument ist, liegt der Hauptgrund in einer veränderten Auseinandersetzung der Verbraucher mit der Stromentstehung. Allerdings ist dieser Veränderung Grenzen gesetzt, die es über technische Mittel zu lösen gilt. Beispiele wären intelligente Haushaltsgeräte oder neue Messeinrichtungen.

5. Ökonomische Ansätze

Dem klassischen Ansatz des heutigen Energiemarktes, welcher in Deutschland bereits ein Jahrhundert alt ist, liegt eine unveränderliche Nachfrage zugrunde. Das Prinzip der Nachfragesteuerung, welche in Deutschland auch Laststeuerung genannt wird, steht dieser Denkweise zwar entgegen, wird jedoch bereits im geringen Umfang in den Energiemärkten überall auf der Welt angewendet. Dabei kann zwischen zwei Arten von Nachfragesteuerung unterschieden werden: der direkte und der indirekte Ansatz. Bei der direkten Laststeuerung, auf welche hier nur kurz eingegangen werden soll, übernimmt eine zentrale Organisation über autoritäre Maßnahmen die Planung und Umsetzung. Die Verbraucher müssen diese Steuerung akzeptieren und haben keinen direkten Einfluss auf diesen Prozess. In welcher Art und Weise diese Steuerung geschieht hängt sowohl von der Organisation als auch der Zielsetzung ab. Als mögliche Steuerinstitution könnten die Stromproduzenten auftreten. Ihre Ziele wären eine Maximierung der eigenen Gewinne. Dies würde zu höheren Strompreisen führen. Eine weitere Institution wäre eine Vereinigung der Verbraucher, welche Preissenkungen versuchen wird durchzusetzen. Dabei könnte es zu einem ruinösen Preiskampf auf der Angebotsseite kommen, was weitreichende und vor allem negative Folgen haben kann. Die dritte Gruppe stellt der Staat dar. Er besitzt zum einen die meisten Möglichkeiten seine Macht auch ökonomisch durchzusetzen, aber unterliegt auch den meisten Beschränkungen. Zumindest in demokratischen Systemen können die verschiedensten Organisationen auf ihn Einfluss nehmen und ihre eigenen Ziele versuchen durchzusetzen. Eine eindeutige Zielsetzung des Staates ist deshalb nur in einer Einzelfallbetrachtung möglich. Generell lässt sich jedoch sagen, dass, anstelle wirtschaftlicher, eher politische Ziele, wie die CO₂-Minimierung oder Versorgungssicherheit, verfolgt werden. Die Methoden direkter Nachfragesteuerung sind relativ einfach zu erklären. Indem Strom als normale Ressource gehandhabt wird, kann deren Menge in kritischen Zeiten beeinflusst werden, indem Verbraucher einfach abgeschaltet werden. Dies wird als Spitzenlastreduktion bezeichnet. Der andere Ansatz geht über die Systemdienstleistung. Auf Angebotsseite wird bereits heute eine Regelleistung bereitgestellt, um den Verbrauch und das Angebot ausgleichen zu können. Indem ein Regelverbrauch durchgesetzt wird, kann dieses Prinzip auf die Nachfrageseite übertragen werden. In verbrauchsschwachen Zeiten werden durch zentrale Steuerung Maschinen hochgefahren, bis das gewünschte Niveau erreicht wurde. Eine andere Möglichkeit der Systemdienstleistung ist die Bereitstellung einer Notreserve auf der



Nachfrageseite. Die Industrie kann dazu verpflichtet werden ihre Ressourcen nicht vollständig auszuschöpfen, um in Zeiten hoher Stromproduktion diese durch Anschalten oder Hochfahren der Maschinen abfangen zu können. Auch dieses Vorgehen wird zentral von einer Instanz gesteuert und muss von den Verbrauchern eingehalten werden.

Die indirekte Nachfragesteuerung beschreibt die Gesamtheit aller marktwirtschaftlichen Möglichkeiten zur Beeinflussung des Verhaltens der Verbraucher. Der entscheidende Unterschied zur direkten Steuerung liegt im Fehlen einer zentralen Institution und der Freiwilligkeit der Verbraucher den eigenen Konsum anzupassen. Aus diesen Gründen ist die indirekte Steuerung aber auch weniger verlässlich. Das zentrale Element einer marktwirtschaftlichen Steuerung ist der Preis. Generell wird angenommen, dass Individuen ihren eigenen Nutzen, das heißt ihren Gewinn bezüglich der Ausgaben, optimieren wollen. Unter dieser Prämisse wirken die Maßnahmen und sollen das Verhalten der Verbraucher in gewünschte Bahnen lenken. Dies wird über den Marktpreis (für Strom) und variable Tarife erreicht. Der Vorteil dieser Steuerung ist ihre größere Akzeptanz unter den Verbrauchern, weil sie Kompetenzen an diese abgibt. Es wird also keine direkte Einflussnahme ausgeübt. Ein weiterer Nachteil, neben der oben beschriebenen Ungenauigkeit, ist der größere Aufwand, der benötigt wird. Es müssen sowohl das Nachfrage- als auch das Investitionsverhalten der Verbraucher erforscht, als auch korrekte Modelle der Verhaltensänderungen erstellt werden. Die wichtigsten Informationen müssen an die Verbraucher weitergeleitet werden, damit diese rechtzeitig reagieren können, und ihnen müssen die entsprechenden Möglichkeiten zur Verfügung gestellt werden. Wie in Kapitel 4.3 beschrieben, ist die niedrige Preiselastizität bei Grundversorgungsgütern ein Hindernis.

Eine einfache und global anwendbare Lösung mit der direkten Nachfragesteuerung ist in einem so komplizierten und regional unterschiedlichen Markt, wie dem Energiemarkt, nicht möglich. Im folgenden Kapitel soll deshalb allgemein auf die indirekte Nachfragesteuerung eingegangen, ihre Methoden genauer beschrieben und Potenziale genannt werden. Möglichkeiten für mathematische Modelle, Vor- und Nachteile und ihr grobes Aussehen werden spezifiziert. Zudem wird das im Energiewandel von der Bundesregierung Deutschlands angestrebte Modell des intelligenten Energiemarkts erklärt.

5.1 Der Kapazitätsmarkt

Im heutigen Strommarkt wird die tatsächlich nachgefragte Menge an Energie berechnet und stellt damit einen Energy-only-Markt dar. Allerdings ist eine Besonderheit dieses Marktes, dass auch bei einem Unterangebot an produziertem (erneuerbaren) Strom die Netze ausgelastet sein müssen. Dies wird mittels Reservekraftwerken erreicht, die im Notfall einfach dazugeschaltet werden können. Bei einer Steigerung des Angebotes erneuerbarer Energien ist es jedoch möglich, dass fossile (Reserve-) Kraftwerke unrentabel werden und nicht mehr von den Anbietern vorgehalten und damit betrieben werden können. Eine Lösung für dieses Problem wäre die Einführung eines Kapazitätsmarktes. In diesem wird nicht die verbrauchte Menge an Strom abgegolten, sondern die zur Verfügung gestellte und gesicherte Leistung. Sollte ein Kraftwerk nur vorrätig gehalten werden, jedoch keinen oder kaum Strom produzieren, werden die Produzenten dennoch bezahlt. Die Bundesregierung Deutschlands hat sich jedoch gegen eine Einführung eines Kapazitätsmarktes und für einen intelligenten Markt ausgesprochen. (BMWi, 2015: Energiewende)

5.2 Smart Grid – der intelligente Strommarkt

Als Smart Grid wird ein Konzept eines Stromnetzes der Zukunft beschrieben, welches sich durch eine stärkere Vernetzung von Produzenten und Konsumenten auszeichnet. Speziell die Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien spielt eine entscheidende Rolle. Es gilt als Lösung für die dezentrale und instabile Einspeisung aus Solar- und Windkraft und steht damit im Gegensatz zum Netz mit einer zentralen Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken. Das derzeitige Netz ist so ausgelegt, dass es durch ständige Produktion immer an der oberen Belastungsgrenze gehalten wird und so niemals zu Überbelastung führt. Die Netzstabilität soll damit gewährleistet werden. Der Ausbau erneuerbarer Energien mit Produktionsspitzen macht dies zunehmend schwerer. Im Smart Grid wird die Energieversorgung durch das Zusammenspiel von Erzeugung, Speicherung, Netzmanagement und Verbrauch im Gesamtsystem effizienter gestaltet. Diese adaptive Steuerung der Stromnetze und deren Optimierung können die Höchstbelastung reduzieren und Auslastung mittels Speichermodule in Zeiten mit geringer Auslastung übertragen. Es wäre sogar möglich, dass dieses intelligente Netz mittels einer Laststeuerung auf Verbraucherseite durch automatische Kontrolle und Steuerung den Bedarf in Echtzeit drosselt oder steigert. (Appelrath, Kagermann, & Mayer, 2012)

Der heutige Stand der Technik ist bereits so ausgereift, dass bereits jetzt nur so viel Strom produziert wird, wie nötig, indem auf das Angebot, die Kraftwerke, eingewirkt wird. Auch die Stromspeicherung wird über Speicherkraftwerke immer realistischer. Die Energie wird dabei über Lagerspeicher wie Wasserkraftwerke, chemische Verbindungen wie Batterien oder Brennstoffzellen und thermodynamische Methoden, zum Beispiel Wärmespeicherkraftwerke, aufgefangen und gespeichert, bis sie benötigt wird. Für die Verbraucher ändert sich weitestgehend nichts außer dem Einbau von neuen, intelligenten Zählern. Eine Fernauslesung und Datenempfang sind deren Hauptneuerungen. Damit kann kurzfristig auf schwankende Preise reagiert werden, indem der Verbrauch gedrosselt wird. Wenn die Vernetzung bis auf die Haushaltsgeräte übergeht, steigt die Effizienz des Systems. Zum Beispiel könnten Geschirrspüler in Niedrigtarifzeiten von selbst arbeiten. Auch beim Tiefkühlen, Heizen im Elektroboiler und Wärmepumpen kann so Geld gespart werden. Bei der Rundfunksteuertechnik, bei der zeitunkritische Prozesse bei Großverbrauchern in der Industrie ferngesteuert werden, ist dieses Prinzip bereits ausgereift und wird eingesetzt. Sukzessiv wird es auch bereits auf Kleinproduzenten (von Solaranlagen) und Kleinverbraucher ausgedehnt. (Günther, 2015)

Smart Grid kann als „Internet der Energie“ beschrieben werden. Moderne Informations- und Kommunikationstechnologie und dazu passende Messeinrichtungen bilden die Basis dafür. (Christian Münch GmbH, 2017)

Den Vorteilen des Smart Grids stehen eine Reihe von Nachteilen gegenüber. Der größte Nachteil ist der derzeitige Stand der technischen Entwicklung. Einige der notwendigen Techniken sind noch nicht zur Marktreife im benötigten Umfang gebracht worden. Besonders in einer effizienten Energiespeicherung gibt es noch Defizite. Auch ist die rechtliche Lage im Umgang mit den Daten in Deutschland nicht endgültig geklärt. Wer darf überhaupt darauf zugreifen und was passiert bei einem Wechsel des Anbieters? Ein Fehlen von Standards sorgt für Unsicherheit bezüglich des Aufbaus des Netzes. Im schlimmsten Fall müsste das gesamte Netz wieder zurück gebaut werden, weil die Protokolle oder Datenübertragung inkompatibel sind. Es muss quasi ein komplett neues Datennetz an das existierende Stromnetz angeschlossen werden. Und schlussendlich ist die Frage zu klären, ob es sich überhaupt für Kleinverbraucher lohnt teure Technik anzuschaffen bei einer vergleichsweise geringen jährlichen Einsparung. (Aichele & Doleski, 2014)

5.3 Laststeuerung

Als Laststeuerung, im englischen Sprachraum passender „Demand-Side-Management“ genannt, wird die Steuerung der Nachfrage in Netzwerken bezeichnet. Sie gilt sowohl für den Energie- als auch Wasserkonsum und die Nutzung von Verkehrsinfrastruktur. Das Ziel dieses Verfahrens ist die Qualitätssteigerung oder Einsparungen zu erreichen, indem der Verbrauch reguliert wird. Dabei kann eine Vielzahl von Maßnahmen zum Tragen kommen. Ökonomische Anreize, politische Kampagnen oder gesetzliche Einschränkungen sind einige Möglichkeiten. Für die meisten Verbraucher sind variable Tarife die geeignetste Methode zur Steuerung. Dabei wird dem Verbraucher selbst die Wahl zur Annahme des Preises gegeben. Voraussetzung ist jedoch das Wissen um die Tarife und deren Wahrnehmung. (Shariatzadeh, 2015)

Laststeuerung unterliegt den gleichen Problemen wie andere Steuerungsverfahren. Eine effektive Steuerung ist schwierig zu bewerkstelligen. Eine Vielzahl von Einflussfaktoren wirken aufeinander ein und sorgen leicht für Schwankungen. In Abbildung 7 ist eine solche Schwankung zu sehen.

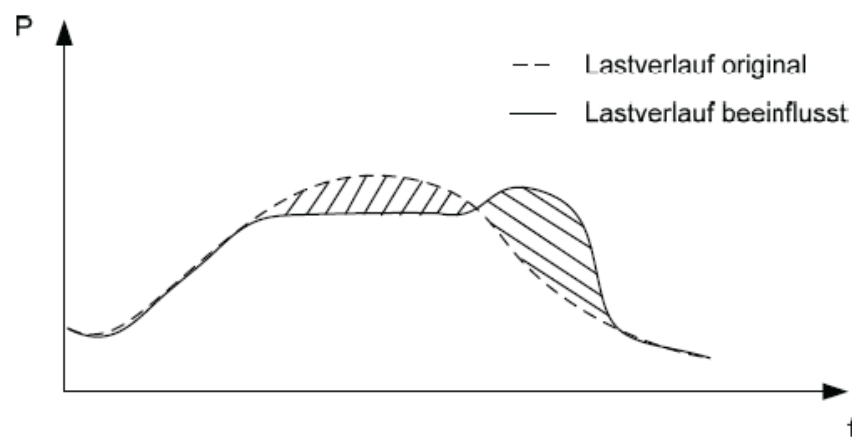


Abbildung 7: Lastabsenkung mit Rebound-Effekt (Gellings & Rabl, 1988)

Die Abbildung zeigt die Beeinflussung der Leistungskurve zu einem Zeitpunkt, an dem der Verbrauch gedrosselt werden muss. Sobald diese Einschränkung wieder aufgehoben wird, kommt es zu einem Rucksack-Effekt/ Rebound-Effekt, indem die aufgeschobene Leistung schlagartig nachgefragt wird. Dies ist wirtschaftlich nötig und sinnvoll, um entgangene Produktion nachzuholen. Er kann jedoch auch so hoch ausfallen, dass es effektiv zu keiner Energieeinsparung kommt, sondern der Verbrauch im „Rucksack“ höher ausfällt. Dies

wird als Backfire (deutsch: Fehlzündung) bezeichnet. Gefährlich daran für die Stromnetze ist, dass bei ständig schwankendem Angebot von Energie die Wahrscheinlichkeit eines Backfire hoch ist. Es herrscht eine große Unsicherheit auf Verbraucherseite, so dass, sobald ausreichend günstiger Strom wieder zur Verfügung steht, eilig nachgefragt wird. Ähnliche Effekte sind auch im Bereich von Lebensmitteln zu beobachten. (Ifland, 2014, S.19)

5.3.1 Lastverschiebungsmethoden

Bei **direkter Nachfragesteuerung** handelt es sich um alle Methoden, welche direkt vom Stromnetzbetreiber, selten auch vom Produzenten, ausgehen. Diese Art der Steuerung findet in den bereits bestehenden Netzen in geringem Ausmaß entweder über eine direkte Einflussnahme oder über vertraglich geregelte Anmeldungen statt. Eine weitere direkte Einflussnahme sind zuvor definierte Verbraucherprofile. Diese werden über automatische Energiemanagementsysteme direkt am Verbraucher zur Optimierung des Gesamtverbrauches eingesetzt und sind dazu gedacht Spitzenlasten zu reduzieren. Besonders stromintensive Verbraucher haben ein Interesse an Energiemanagementsystemen. Als stromintensiv gilt ein Unternehmen in Deutschland, wenn es im Geschäftsjahr mindestens 10 GWh elektrische Energie bezogen und selbst verbraucht hat und der Quotient aus Stromkosten und Bruttowertschöpfung mehr als 15% beträgt. Für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ist die Definition eines Energiemanagementsystems auch nicht nur technischer Natur. Es beinhaltet auch die organisatorischen Abläufe und Verhaltensweisen eines Verbrauchers, meist ein Unternehmen mit seinen Angestellten, unter der Zielsetzung die Energiebilanz und Effizienz zu verbessern. (Ifland, 2014, S. 25)

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist es einfach zu verstehen, dass Firmen jede mögliche Kosteneinsparung annehmen, um einen besseren Stand gegenüber ihrer meist internationalen Konkurrenz zu erreichen. Im bestehenden (fossilen) Strommarkt wird die direkte Nachfragesteuerung bereits weitestgehend angewendet, wo es möglich ist. Allerdings wird mit dem Ausbau erneuerbarer Energien ein stärkerer Druck auf sämtliche Verbraucher ausgeübt und diese Steuerung, inklusive der Abgabe von Selbstständigkeit, eine Notwendigkeit. Dies entspricht jedoch nicht unbedingt der heutigen Ansicht individuellen wirtschaftlichen Denkens.

Die **indirekte Nachfragesteuerung** verlagert die Entscheidung zum optimalen Verbrauch zu den Letztverbrauchern des Energiemarktes: den Unternehmen und Haushalten. Über für sie externe Einflüsse wie den Strompreis, die Netzsituation oder das Angebot soll ihr Verhalten in eine bestimmte Richtung beeinflusst werden. In liberalisierten Energiemärkten, wie er in Deutschland besteht und weiter bestehen soll, findet diese Form der Steuerung bereits statt und gilt als normal. Allerdings liegt dem nicht ein großes Ziel zugrunde, sondern die jeweils partielle Optimierung von wirtschaftlichen Prozessen und die Netzstabilität von wenigen Parteien mit großer Verhandlungsmacht, meist die Netzbetreiber. Um den Energiemarkt gesamtheitlich zu optimieren ist der Staat gefordert. In den Meseberger Beschlüssen von 2007 wurden erstmalig zeit- und lastvariable Tarife in Deutschland durchgesetzt. Die Grundidee war den CO₂-Ausstoß zu reduzieren. Neben den variablen Tarifen lag der Schwerpunkt auf einer Verbesserung der Wahrnehmung des Strompreises auf Verbraucherseite mittels Maßnahmen wie der Installation von intelligenten Messgeräten (Smart Metering). Um jedoch das Verbrauchsverhalten privater Letztverbraucher zu beeinflussen, müssen diese entsprechend motiviert sein, diese Art Komfortverlust hinzunehmen. (Ifland, 2014)

Es ist über verschiedene Arten eine Tarifierung vorzunehmen. Eine Möglichkeit besteht in der Einführung von sogenannten Prepaid-Tarifen, die sich auf den Verbrauch beziehen. Ähnlich heutigen Internetverträgen können Nachfrager eine vorbestimmte Strommenge über einen Zeitraum, einen Monat oder ein Jahr, verbrauchen. Bei Mehrverbrauch jedoch steigen die Kosten pro Kilowattstunde stark an. Ein weiteres Modell wäre der Einbezug der tatsächlich bezogenen Leistung als Richtwert. Wie in Kapitel 3.3 dargestellt, ändert sich der Verbrauch über den Zeitraum. Um die Energiemengen auf einen konstanteren Wert zu halten, würden mehrere tageszeitabhängige Tarife auch für Niedrigverbraucher eingeführt. Pro Tarifstufe wird ein Schwellenwert definiert, ab dem ein Aufpreis auf die Stromkosten gelegt wird. In Abbildung 8 ist ein solches Tarifmodell mit drei Preisstufen mit den jeweiligen Schwellenwerten abgebildet.

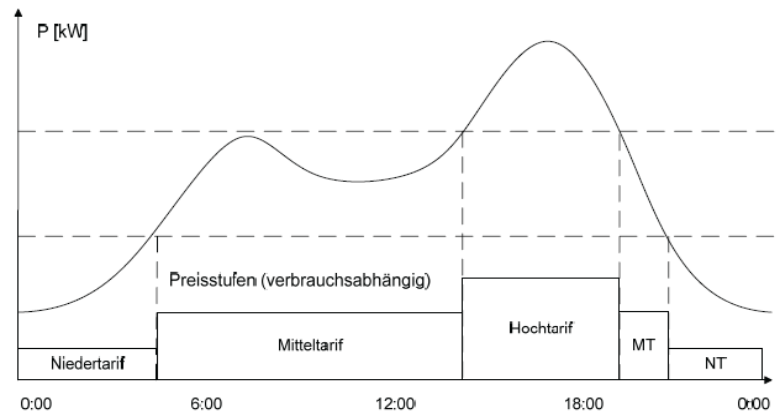


Abbildung 8: lastvariabler Tarif innerhalb von 24 Stunden (Ifland, 2014)

Der tatsächliche (gemessene) Verbrauch wirkt sich direkt auf die Tarifstufen aus. Der Hochtarif, also der kostenintensivste Strom, soll dabei die Lastspitze drosseln und die Kurve abflachen.

Eine dritte Möglichkeit für variable Tarife ist, auf die Bezugsgröße der Zeit einzugehen und den Verbrauch dabei zu ignorieren. Die Gebrauchszeitentarife beziehungsweise tageszeitabhängigen Tarife gibt es bereits in Deutschland. Sie werden als Tag- oder Nachtstromtarif angeboten und sollen damit, da nachts weniger benötigt, aber manche Kraftwerke nicht herunter gefahren werden können, die Netzstabilität gewährleisten. Die Grundlast soll in den sogenannten Offpeakstunden angehoben werden. Eine Erweiterung dieses Prinzips zu kürzeren Zeitintervallen kann eine Möglichkeit der Angleichung von Stromangebot und Nachfrage darstellen. Dieses Modell wird in Abbildung 9 gezeigt. Dabei wird eine mögliche Anordnung der drei Tarifstufen skizziert, wobei diese Stufen hier der Einfachheit halber als starr und unveränderlich angesehen werden.

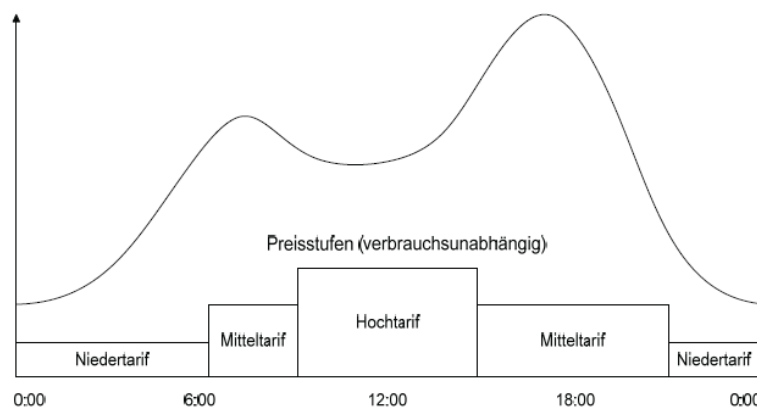


Abbildung 9: zeitflexibler Tarif innerhalb von 24 Stunden (Ifland, 2014)

Anders als in Abbildung 8 beeinflussen die Tarife nicht die ebenfalls abgebildete Verbrauchskurve, sondern eine hier angenommene Produktion, welche zur Mittagszeit ihren niedrigsten Wert erreicht und damit am teuersten bewertet wird. In der Nacht dagegen wird die meiste Energie produziert (zum Beispiel durch Windenergie aus nächtlichen Sommerstürmen). Die rechtzeitige Übermittlung der Tarife an die Verbraucher ist dabei besonders wichtig. Da eine reale Anwendung dieses Modells, anders als oben angenommen, nicht unveränderlich ist, sondern sich an den Gegebenheiten orientiert, muss auch die Tarifierung flexibel genug sein. Besonders im Falle der erneuerbaren Energien kann es zu einer schnellen Abfolge von extremen Tarifen kommen. Diese Art der Berechnung nennt sich „dynamische Tarifierung“ (Dynamic Pricing). Ihr Extremfall bildet das „Real Time Pricing“, in dem der Strompreis in Echtzeit auf Produktionsänderungen reagiert. Dies sorgt jedoch für große Unsicherheiten für Letztverbraucher und kann leicht zum Rebound-Effekt führen. (Ifland, 2014)

Wie im Kapitel 3.2 beschrieben, gibt es drei große Verbrauchergruppen mit jeweils eigenen Merkmalen. Aus diesem Grund ist es auch schwer eine allgemeingültige Methode der Nachfrageänderung zu entwickeln. Nachfolgend soll ein Überblick über verschiedene Möglichkeiten dazu gegeben werden. Dabei sind die meisten Methoden nicht nur einer einzigen Gruppe zuzuordnen. Im Anschluss daran sind die Ergebnisse einer Studie für die potentiellen Einsparungsmöglichkeiten zusammengefasst.

- Für die Industrie ist der Begriff der **Lastunterbrechung** nichts Neues. Dabei liegt der Schwerpunkt in der Einschränkung der Jahreshöchstlast von Produktionsstandorten und in der damit einhergehenden Lastabsenkung. Die Kosten für Netzentgelte können so für sie verringert werden. Energiemanagementsysteme haben in der Industrie auch das höchste Potential, da in ihr die meisten Großverbraucher vereint sind. Auch die **direkte Marktteilnahme**, ohne etwaige Einmischungen des Staates wie Subventionen, führt zum Erfolg. Die Verlagerung der Produktion in günstige Tageszeiten verringert sowohl die Einkaufskosten, als auch das entstehende Beschaffungsrisiko. Allerdings besitzen nicht alle Fabriken eine so große Wahlfreiheit, da noch andere Produktionsfaktoren berücksichtigt werden müssen (beispielsweise Arbeitszeiten oder Liefertermine). (Ifland, 2014, S. 20)
- Für private Haushalte wirken gänzlich andere Methoden. Weil Privatverbraucher lediglich geringe Mengen an Energie benötigen, wäre eine **Lastakkumulation** der

erste Schritt für ein besseres Management. Dabei werden die Verbräuche nach regionalen oder zeitlichen Gesichtspunkten virtuell gebündelt, um sie wie kleine Betriebe behandeln zu können. Allerdings ist eine solche Einteilung schnell mit Fehlern behaftet, sei es durch ein unüberlegtes Aggregationsschema oder durch wechselndes Verhalten der Haushalte. Eine andere Methode ist die **TOU-Abrechnung**. TOU steht dabei für time-of-use (deutsch: Gebrauchszeit) und legt feste Zeitspannen zum Energieverbrauch für die Haushalte fest. Sie ist in Kombination mit der Lastakkumulation möglich und ermöglicht durch Ausnutzung von Niedrigtarifzeiten eine Kosteneinsparung. Die Sinnhaftigkeit einer solchen Methode hängt dabei stark vom Nutzungszeitraum ab und ob dieser mit den Verbrauchern kompatibel ist. (Ifland, 2014, S. 21)

- Die Gruppe des Gewerbe, Handel und der Dienstleistungen sind die unterschiedlichsten Verbraucher. Besonders in ihren Geschäftsgrößen und Modellen variieren sie stark. Aus diesem Grund können auch die meisten Methoden hier ihre Anwendung finden, besitzen jedoch aber keine Garantie für Erfolg. Untergruppen mit dem meisten Stromverbrauch oder eindeutigem Verhaltensmuster sollten gebildet und separat beeinflusst werden. Eine **direkte Marktteilnahme** wäre Handelsketten oder Gastronomie möglich. **TOU-Maßnahmen** oder **Lastakkumulation** im Bereich von Flottenmanagement von Elektrofahrzeugen oder Kleinbüros sind auch geeignete Methoden. (Ifland, 2014, S.20)

Während Lastunterbrechung oder direkte Prozesssteuerung sehr einschneidende Methoden in die Wirtschaft und den Verbrauch darstellen, sind die indirekten Methoden schonender und fördern ein selbstständiges Handeln. Durch ihr anreizbasierendes Wirken können sie in weitere Untergruppen eingeteilt werden, wie zum Beispiel Tarife basierend auf Höchstlastabrechnung (lastvariabler Tarif) oder abgefragten Verbrauch (mengenvariabler Tarif).

Die Dissertation von M. Klobasa aus dem Jahr 2007 hat sich mit dem möglichen Einsparungspotential der oben genannten Methoden befasst. Da es keine gesicherten Werte bezüglich des Umfangs, der Verbreitung oder des technischen Entwicklungsstandes gibt, ist es nur möglich das Potential grob abzuschätzen. Die Studie sagt aus, dass in Haushalten mit der Steuerung der Heiz- und Klimatisierungstechnik das weitaus größte Potential zur

Lastverschiebung besteht. Allerdings gibt es diese Potentiale nur noch im hohen Watt- bis niedrigen Kilowattbereich. (Klobasa, 2007, S. 95)

Sektor	Anwendung	Verlagerbare Energie [GWh]	Maximale Leistung [MW]
Industrie	Prozesstechnik, Querschnittsanwendungen	1.350	2.800
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Kälte- und Klimatisierungstechnik	6.300	10.320
	ohne Klimatisierung	3.100	2.930
Haushalte	Klima- und Wärmetechnik	26.600	20.585
	ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher	11.300	3.705
Gesamt	Sommer	ca. 19.000	ca. 17.000
	Winter (ohne Nachtspeicher, Wärmepumpen)	ca. 15.750	ca. 9.500

Tabelle 1: Grundlegende DSM-Sektoren und deren Potential in Deutschland (Klobasa, 2007, S. 85)

Die Tabelle 1 ordnet den genannten Verbrauchergruppen Anwendungen zu, welche ein hohes Einsparpotential haben. Diese sind jedoch von der Tages- oder Jahreszeit abhängig. Besonders auf den Bereich der Klimatisierungsanwendungen wirkt die Temperatur ein, weshalb zwischen Sommer und Winter unterschieden wurde. Die verlagerbare Energie beschreibt die Potentiale in Gigawattstunden. Die Angaben über die maximale Leistung in Megawatt sind jedoch nicht vollständig als gesichert zu betrachten.

Im Sommer steht durch höhere Belastung der Klimatechnik auch ein größeres Einsparpotential zur Verfügung. Diese 17 MW an Leistung, davon 8 MW lediglich durch Klimatisierung, stehen zur Verlagerung zur Verfügung. Im Winter reduziert sich der Wert aufgrund der geringeren Auslastung von Kühltechnik. Allerdings würde bei einer Berücksichtigung von Nachtspeicherheizungen sowie Wärmepumpen noch einmal 17 MW an sehr kalten Tagen hinzukommen.

Durch den groben und ungenauen Charakter der Einsparpotentiale sind diese nicht für Einzelbetrachtungen geeignet. Viel mehr geben sie Anhaltspunkte für makroskopische Sichtweisen und ganzheitliche Konzepte. (Klobasa, 2007, S. 85)

5.4 Nachfragemodelle

Eine Beeinflussung der Nachfrage ist ein schwieriges Unterfangen. Zum einen muss das Angebot bekannt sein, zum anderen sind vorausgehende Untersuchungen zum Nachfrageverlauf unumgänglich. Je mehr Daten und unterschiedliche Situationen dabei erfasst werden, desto besser kann die Nachfrage vorherbestimmt und damit beeinflusst werden. Um die Nachfrage prognostizieren zu können ist es jedoch wichtig ein passendes Modell zu entwickeln. Doch wie hat ein solches Modell auszusehen? Es gibt mehrere Möglichkeiten dabei den Schwerpunkt zu setzen.

Diskrete Wahlmodelle wie das **Probit-Modell** oder **Logit-Modell** dienen einer mikroskopischen Betrachtung von Wahlentscheidungen einzelner Marktteilnehmer. In beiden Modellen liegt der Schwerpunkt von Marktteilnehmern auf der Maximierung ihres persönlichen Nutzens unter Berücksichtigung von vorhandenen Alternativen. Beide Modelle unterscheiden sich dabei nur in Einzelheiten voneinander. Der sogenannte Gesamtnutzen (1.2) einer Person setzt sich aus einem messbaren Nutzenanteil (V), welcher direkt beobachtet werden kann, und einem Zufallsnutzen (ϵ) zusammen, der ähnlich dem relativen Fehler im Regressionsmodell Unterschiede zwischen Modell und Realität erklärt. Damit stellt ϵ die Faktoren dar, welche zwar den Nutzen einer Person beeinflussen, aber nicht zu beobachten sind. Die Formel (1.3) zeigt die Berechnung des Nutzenanteils.

$$U_{ni} = V_{ni} + \epsilon_{ni} \quad (1.2)$$

$$V_{ni} = \sum_k \beta_{ik} * z_{nik} \quad (1.3)$$

Die Formel (1.3) beschreibt die Nutzenfunktion einer Person(-engruppe) n unter der gewählten Alternative i . Eine bestimmte Merkmalsausprägung wird durch z ausgedrückt, während β den schätzenden Koeffizienten unter den Faktors k darstellt. Aus diesen Formeln lassen sich auch die Einschränkungen beider Modelle erschließen. Die Anzahl der Alternativen von 1 bis i muss endlich sein. Dies bedeutet, dass einer Person n nur eine feste Anzahl an Wahlmöglichkeiten zur Verfügung gestellt wird. Daraus folgen die beiden weiteren logischen Einschränkungen: Es müssen alle möglichen Alternativen im Modell wiedergegeben werden und diese Alternativen müssen sich gegenseitig ausschließen. Es ist verständlich, dass ein möglichst genaues Modell versuchen muss die Realität vollständig abzubilden. Sobald dabei Alternativen vergessen werden steigt die Fehlerrate. Das Gleiche

passiert, falls sich Alternativen überschneiden können. Darunter ist zu verstehen, dass verschiedene Alternativen sich untereinander beeinflussen oder sogar bedingen. Diese Wechselwirkungen verzerren das Wahlmodell und müssen strikt vermieden werden.

Im Probit-Modell unterliegen die Zufallsnutzen ε einer Gaußverteilung. Dies stellt den Vorteil dieses Modells dar, da es die Herleitung verständlicher und das Modell genauer macht. Die Zufallsgrößen bestehen aus (meist) unabhängigen Einflussgrößen. Falls jede einzelne nur einen kleinen Einfluss auf die Zufallsgröße ausübt, spielt die Verteilung der Einflussgrößen eine geringe Bedeutung. Bei allgemeinen Annahmen entsteht so eine Gaußverteilung. Die Formel (1.4) zeigt ein binomiales Probit-Modell mit zwei Wahlwahrscheinlichkeiten (P_1 und P_2) und zwei Nutzenalternativen.

$$P_1^{\text{Probit}} = \Phi\left(\frac{V_1 - V_2}{\sqrt{2} * \sigma}\right) , \quad P_2 = 1 - P_1 \quad (1.4)$$

Im Logit-Modell ist der Zufallsnutzen jedoch Gumbel-verteilt. Außerdem besitzt es die Eigenschaft, dass die relative Gewichtung zweier Auswahlwahrscheinlichkeiten nicht von dem Nutzen einer anderen Alternative abhängt (**IIA-Eigenschaft**). Das binomiale Logit-Modell wird mit zwei Auswahlwahrscheinlichkeiten durch die Formel (1.5) dargestellt. λ (Lambda) stellt hierbei einen Skalierungsparameter da.

$$P_1^{\text{BNL}} = \frac{1}{1 + e^{-\lambda * (V_1 - V_2)}} , \quad P_2^{\text{BNL}} = 1 - P_1^{\text{BNL}} \quad (1.5)$$

In beiden diskreten Wahlmodellen kommt es nicht auf die absolute Zahl des Ergebnisses an, sondern auf die Differenz der Nutzenkomponenten. Dies hat zur Folge, dass bei der Erstellung die Lage- beziehungsweise Skalenparameter (σ und λ) nicht geschätzt werden muss. Außerdem ist es möglich die Ergebnisse der Nutzenkomponenten gemeinsam zu multiplizieren, dividieren oder anderweitig zu verändern. Solange sich der absolute Unterschied der Nutzen nicht ändert, bleibt die Aussagekraft für die Wahlentscheidung erhalten. Bei kleiner Alternativen Anzahl und moderaten Wahrscheinlichkeiten unterscheiden sich die Ergebnisse zwischen binomialen Probit- und Logit-Modell nicht wesentlich voneinander. Das Logit-Modell unterliegt strengeren Annahmen bezüglich des Zufallsnutzens. Zudem ist die Berechenbarkeit und Kalibrierung im Logit-Modell einfacher vorzunehmen. Das Probit-Modell liefert dagegen auch bei einem höheren als dem binomialen Modell genauere Ergebnisse.

Die Frage, inwieweit die traditionelle Mikroökonomie zusammen mit statistischen Konzepten zur Erfassung des maximalen Nutzens in der Lage ist bei einer Änderung von Attributen oder Faktoren zu reagieren, ist seit Jahren umstritten. Besonderen Schwerpunkt in dieser Debatte bildet die korrekte Berechnung der Konsumentenrente. Diese Größe bildet die Differenz zwischen der individuellen Wertschätzung für ein Produkt (beziehungsweise dem Preis, den eine Person bereit ist zu bezahlen) und dem tatsächlichen Preis, welcher bezahlt werden muss. Diese Konsumentenrente wird stark vom Gehalt beeinflusst. Allerdings wird das Einkommen nicht oder nur kaum in die Berechnung der Nutzen pro Alternative mit einbezogen. Vielmehr werden die Nutzen unabhängig von der Höhe des Einkommens und damit einer Budgetrestriktion berechnet. Zur Vereinfachung wurde zwar angenommen, dass der marginale Nutzen aller Verbraucher gleich ist, es ergeben sich aber andere Werte, sobald diese sogenannte Null-Einkommen-Annahme verändert wird.

Generell fällt in der Diskussion auf, dass beim Übergang von den diskreten Entscheidungsmodellen zur ökonometrischen Anwendung die Berücksichtigung des Einkommens problematisch ist. In den Entscheidungsmodellen wird lediglich die Nutzendifferenz berücksichtigt. Auch wenn durch den Faktor k das Budget in einer indirekten Nutzenfunktion berücksichtigt wird, wirkt diese Variable bei der Herleitung der Wahrscheinlichkeiten nicht mit. Damit ist eine etwaige Wahlalternative unabhängig vom Einkommen, das nicht als explizite Variable aufgenommen wird. Zwar wird über Umwege zum Teil erfolgreich versucht dieses Problem zu lösen (die Budgetrestriktion kann über die Kompensationsvariable im Logit-Modell geschlussfolgert werden) allerdings wurde von der Fachwelt noch keine allgemeingültige Antwort dafür gefunden. (Kesternich, 2010)

Ein **Regressionsmodell** eignet sich für die makroskopische Nachfragebestimmung, erfordert jedoch einen hohen Aufwand bei der Modellerstellung und den darin zugrunde liegenden Parametern. Die Grundform des linearen Regressionsmodells ist in der folgenden Formel (1.6) beschrieben:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 * X_1 + \beta_2 * X_2 + \dots + \beta_K * X_K + \varepsilon \quad (1.6)$$

Y steht für die unbekannte Variable welche bestimmt werden soll, zum Beispiel die Stromnachfrage. X_1 bis X_K können unterschiedliche Gruppen der Verbraucher, wie Haushalte und Industrie, darstellen. X beschreibt dabei den Verbrauch der entsprechenden Gruppe unter verschiedensten Bedingung. Ob und wie diese Bedingungen eintreten wird

über die entsprechenden β_k (Betas) beeinflusst. Da jedes Modell niemals 100 Prozent genau sein kann, muss der verbleibende Unterschied ebenfalls als sogenannter Fehler aufgenommen werden. Dies stellt das ϵ (Epsilon) dar.

5.4.1 Datenauswertung

Die wissenschaftliche Initiative *Agora Energiewende* der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation hat eine breite Datensammlung zum Thema erneuerbare Energien und Energiewende angelegt. Mithilfe dieser Daten ist es möglich einfache Regressionsmodelle aufzustellen und zu überprüfen. Diese Daten umfassen unter anderem den Ertrag aus den verschiedenen Energieträgern, den Stromverbrauch und den Strompreis auf jede Stunde bezogen der letzten Jahre. Da diese Daten zu umfangreich sind um sie als Tabelle in den Anhang einzufügen, liegen sie nicht im Anhang, sondern lediglich als Quellen auf der CD vor.

Im Folgenden wurden mehrere Modelle erstellt und erklärt. Danach fand eine Prüfung diese Modelle und ihre Regressionskoeffizienten statt. Mit der Untersuchung auf ihre Genauigkeit konnten wichtige Variablen bestimmt werden. Die Modellüberprüfung fand mit dem Programm IBM SPSS Statistics statt, eine spezielle Statistiksoftware der Firma IBM. Alle daraus resultierten Tabellen befinden sich vollständig im Anhang.

Als abhängige Variable wurde der Strompreis gewählt. Eine Verhaltensänderung der Stromverbraucher lässt sich am besten über den Preis ermitteln. Zwar ist deren Elastizität gering, doch kann wie in Kapitel 4.3 beschrieben über die Kostenänderung indirekt auch die Veränderung der Nachfrage bestimmt werden.

$$Y = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 \quad (1.7)$$

Y... Börsenstrompreis in Euro/GWh

X₁... Produktionsmenge erneuerbarer Energien in GWh

X₂... Verbrauch in GWh

X₃... Produktionsmenge konventioneller Energie in GWh

X₄... Exportsaldo internationale Strombörse in Euro

Das Modell 1 hat die in Formel (1.7) angegebene Form und stellt damit ein lineares Regressionsmodell dar. Eine einfache lineare Regressionsanalyse wurde in der Auswertung angewendet und ermittelte folgende Ergebnisse:

- X_1 und X_2 haben den größten Anteil an der Signifikanz des Modells.
- X_3 besitzt die geringste angenommene Signifikanz.
- Die Variable X_4 wurde aufgrund zu geringer Signifikanz ausgeschlossen.

Das Programm IBM SPSS Statistics führte die Analyse schrittweise durch, indem es die unabhängigen Variablen nacheinander hinzufügt. Nach jeder weiteren Variablen berechnete es die Regressionskoeffizienten (standardisierte β_k) und Signifikanzen neu. Somit wurde in Iteration 1 nur die Konstante und die erste Variable berechnet, in Iteration 2 zusätzlich die zweite Variable und so weiter.

ITERATION		STAND. BETA	STANDARD- FEHLER
1	Konstante	0,044	0,000310
	X_1	- 0,409	1,3709e ⁻⁸
2	Konstante	- 0,024	0,000542
	X_1	- 0,722	8,5752e ⁻⁹
	X_2	0,809	9,2478e ⁻⁹
3	Konstante	- 0,023	0,000532
	X_1	- 0,980	1,9646e ⁻⁸
	X_2	1,113	2,433e ⁻⁸
	X_3	- 0,333	2,2673e ⁻⁸

Tabelle 2: Koeffizienten des Modell 1 mit Standardfehlern

Tabelle 2 zeigt die berechneten standardisierten Koeffizienten der verschiedenen Iterationen des Modells 1. Zusätzlich wird der Standardfehler der betreffenden Koeffizienten angegeben. Dieser ist wichtig, wenn es zum Test auf Signifikanz der Koeffizienten kommt. Zunächst jedoch ist es entscheidend die (globale)

Regressionsfunktion zu prüfen. Die daraus resultierten Ergebnisse werden in der Tabelle 3 aufgeführt.

ITERATION	R^2	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,167	0,01156
2	0,723	0,00667
3	0,736	0,00652

Tabelle 3: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 1

Das Bestimmtheitsmaß R^2 beschreibt welcher Anteil an der Gesamtstreuung durch die erklärte Streuung beschrieben wird. Unter der Gesamtstreuung wird die durchschnittliche Abweichung in der gesamten Stichprobe verstanden, während die erklärte Streuung den Teil davon ausmacht, welcher durch die im Modell beschriebenen Variablen erklärt wird. Je größer R^2 dabei wird, desto mehr deckt das Modell der Gesamtstreuung ab. In Iteration 3 mit 3 unabhängigen Variablen wird 73,6 Prozent dieser Gesamtstreuung erklärt. Damit kann das Modell als relativ genau bezeichnet werden.

Dem gegenüber steht der Standardfehler der Schätzung. Dieser gibt an welcher mittlerer Fehler bei der Verwendung der Regressionsfunktion zur Schätzung der abhängigen Variablen gemacht wurde. Je kleiner dieser ist, desto genauer wird das Modell.

Beide Gütemaße bestätigen dem Modell eine Signifikanz. Deutlich ist auch zu erkennen, welchen Einfluss die beiden ersten Variablen X_1 und X_2 auf diese Signifikanz haben. Sowohl der Anstieg von R^2 , als auch die Halbierung des Standardfehlers lassen diesen Schluss zu. Gleichzeitig verbessert sich das Modell nicht wesentlich durch Hinzufügen von X_3 , der Erzeugung der konventionellen Energie. Dieses Ergebnis war vorherzusehen, da fossile Energiekraftwerke erst nach den regenerativen Energien zugeschaltet wurden, bis der Strombedarf gedeckt wurde und damit deutlich ist, dass X_1 auf X_3 einwirkt (siehe Merit-Order).

Nach der (globalen) Prüfung mussten auch die einzelnen Regressionskoeffizienten untersucht werden. Auch hier muss für eine hohe Genauigkeit der jeweilige Standardfehler möglichst klein sein, da die Koeffizienten möglichst nah an den Mittelwerten liegen

sollten. Der mathematische Hintergrund dafür ist die Nullhypothese, welche immer davon ausgeht, dass es keinen Zusammenhang zwischen der abhängigen und den unabhängigen Variablen gibt. Die Standardfehler werden in Tabelle 2 aufgelistet. Aus ihnen ergibt sich, dass die Koeffizienten eine hohe Genauigkeit besitzen.

Im Anschluss daran wurde ein t-Test durchgeführt. Damit kann die Signifikanz der Koeffizienten genauer ermittelt werden. Die berechnete Signifikanz jedes Koeffizienten ist dabei fast null. Da ein Regressionskoeffizient als signifikant angesehen wird, wenn der Wert unter 0,1 liegt, sind die Ergebnisse in Tabelle 2 ideal.

Der vierte Koeffizient X_4 , welcher das Exportsaldo beschreibt, erfüllt diese Signifikanz nicht. Mit 0,294 liegt er über der Grenze von 0,1. Somit wird X_4 abgelehnt, um die Modellgenauigkeit zu erhalten.

Was sagen die Regressionskoeffizienten aus? Zunächst einmal ist die Konstante sehr klein. Es würde dem Modell wenig schaden, falls auf diese verzichtet werden sollte. Die Variable für die Erneuerbaren Energien (X_1) besitzt einen negativen Verlauf. Auch die Variable für die konventionellen Energien (X_3) ist negativ. Da beide Variablen eine Produktion beschreiben und X_3 auch von X_1 abhängt, war dies zu erwarten. Demgegenüber steht der Stromverbrauch (X_2) mit einer positiven Steigung. Ein gegenteiliger Anstieg des Verbrauchs gegenüber der Produktion ist mittels der traditionellen Angebot-Nachfrage-Kurve leicht zu erklären. Allerdings vermittelt der negative Anstieg der Produktion den Eindruck, dass bei steigendem Preis die Produktion verringert, nicht, wie traditionell Angenommen, erhöht wird. Dies ist jedoch ein Trugschluss, da die regenerativen Energien immer so produziert werden, wie es die Umwelt erlaubt. Eine Erhöhung oder Verringerung ihrer Mengen hängt auch kaum vom Preis ab, da sie nach dem Merit-Order-Preismodell die geringsten Kosten verursachen und damit als erste bei Bedarf zugeschaltet werden. Dieser Bedarf wird meist bereits durch die notwendige Grundlast gedeckt.

$$Y = X_1 + X_2 \quad (1.8)$$

Y ... Börsenstrompreis in Euro/GWh

X_1 ... Differenz zwischen Nachfrage und Produktionsmenge erneuerbarer Energien
in GWh

X_2 ... Exportsaldo internationale Strombörse in Euro

Das zweite Modell geht auf die Differenz zwischen der Nachfrage und den Angebot erneuerbarer Energien ein. Die konventionelle Energie wird diesmal gänzlich weg gelassen, da sie von der erneuerbaren Energie abhängt. Die Variable des Exportsaldos wird zur Vollständigkeit wieder eingefügt. Folgende Tabellen ergaben sich aus diesen Modell:

ITERATION		STAND. BETA	STANDARD- FEHLER
1	Konstante	0	0,000328
	X ₁	0,841765	7,5906e ⁻⁹
2	Konstante	0	0,000411
	X ₁	0,825659	8,0004e ⁻⁹
	X ₂	-0,049368	2,1216e ⁻⁸

Tabelle 4: Koeffizienten des Modell 1 mit Standardfehlern

ITERATION	R ²	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,709	0,00684
2	0,711	0,00682

Tabelle 5: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 2

Gut zu erkennen ist, dass die Variable X₁ bereits einen großen Teil der Gesamtstreuung, über 70 Prozent, erklärt. Die Differenz zwischen Verbrauch und (erneuerbarer) Energie ist eine gute Variable, die auch durch einen geringen Standardfehler angenommen wird. Dagegen verbessert die zweite Variable X₂ das Regressionsmodell nur geringfügig. Allerdings nimmt dieses Modell die Variable des Exportsaldos auf, entgegen dem ersten Modell. Dies bedeutet, dass X₂ grundsätzlich auf die Daten anwendbar ist, allerdings gibt es wahrscheinlich Korrelationen zu anderen Variablen im ersten Modell.

Da die Differenz zwischen Nachfrage und Angebot erneuerbarer Energie einen großen Einfluss auf die Signifikanz eines Modells hat, wurde im nächsten Modell **(1.9)** diese Variable genauer unter die Lupe genommen.

$$Y = X_1 + X_2 \quad (1.9)$$

Y... Börsenstrompreis in Euro/GWh

X₁... Differenz zwischen Nachfrage und Produktionsmenge erneuerbarer Energien in GWh

X₂... quadrierte Differenz zwischen Nachfrage und Produktionsmenge erneuerbarer Energien in GWh

Im Vergleich zum vorhergehenden Modell **(1.8)** ist die Variable X₁ gleich geblieben. Allerdings wurde nun auf das Exportsaldo komplett verzichtet. Anstelle dessen stellt die Variable X₂ ein Quadrat von X₁ dar.

ITERATION	R ²	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,709	0,00684
2	0,709	0,00683

Tabelle 6: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 3

In der (globalen) Regressionsanalyse wird deutlich, dass ein quadrieren von X₁ zu keiner Steigerung der Genauigkeit führt. Auf eine Kombination dieser beiden Variablen kann deshalb verzichtet werden.

Eine weitere Untersuchung der Signifikanz der Differenz stellt das folgende Modell dar. Dieses Modell **(2.0)** ist dem Modell **(1.8)** sehr ähnlich. Lediglich die einfache Differenz zwischen Nachfrage und Angebot wurde quadriert.

$$Y = X_1 + X_2 \quad (2.0)$$

Y... Börsenstrompreis in Euro/GWh

X₁... quadrierte Differenz zwischen Nachfrage und Produktionsmenge
erneuerbarer Energien in GWh

X₂... Exportsaldo internationale Strombörse in Euro

ITERATION	R ²	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,687	0,00709
2	0,692	0,00703

Tabelle 7: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 4

Dieses Modell ist sogar geringfügig ungenauer als Modell (1.8) oder Modell (1.9).

Während im Modell (1.8) die X₁-Variable ein Bestimmtheitsmaß von 0,709 bewirkt, ist Modell 4 sogar mit beiden Variablen (mit 0,692) ungenauer. Die Differenz der Nachfrage und des Angebots einen Großteil der Streuung. Durch ein quadrieren ist es jedoch nicht möglich ein besseres Ergebnis zu erhalten.

Im Modell (2.1) wurde die einzelne Bedeutung der beiden Bereiche regenerativer Energien untersucht, welche am meisten Stromproduzieren: Solarstrom und Windkraft.

$$Y = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 \quad (2.1)$$

Y... Börsenstrompreis in Euro/GWh

X₁... Produktionsmenge Solarstrom in GWh

X₂... Produktionsmenge Windkraft in GWh

X₃... Produktionsmenge sonstige erneuerbare Energien in GWh

X₄... Exportsaldo internationale Strombörse in Euro

In diesem Modell bekamen der Solarstrom und die Windkraft jeweils eigene Variablen, während die restliche erneuerbare Energie zusammengefasst wurde.

ITERATION	R ²	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,001	0,01266
2	0,239	0,01106
3	0,243	0,01103
4	0,253	0,01095

Tabelle 8: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 5

Bereits die globale Prüfung des Regressionsmodells verdeutlicht die schlechte Modellgüte. Solarstrom und Windkraft erklären weniger als ein Viertel der Gesamtstreuung (Iteration 2). Auch der Standardfehler ist größer als bei allen vorhergehenden Modellen. Dies deckt sich mit den anderen Erkenntnissen dieser Arbeit. Wie bereits beschrieben liegt der Grund im festen Konsumverhalten der Nachfrager und ihrer niedrigen Elastizität. Da die Verbraucher nicht rechtzeitig auf Nachfrageschwankungen der erneuerbaren Energien reagieren können, wirken diese auch nur im geringen Maß auf den Strompreis ein.

Bei einer zusätzlichen Ergänzung des Modells um eine Variable für die produzierte konventionelle Energie steigt zwar das Bestimmtheitsmaß an, wie in Tabelle 8 in Iteration 5 zu sehen ist, allerdings ändert dies nichts an der Ungenauigkeit der ursprünglichen Variablen.

ITERATION	R ²	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,001	0,01266
2	0,239	0,01106
3	0,243	0,01103
4	0,253	0,01095
5	0,751	0,00632

Tabelle 9: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 5 (inkl. konventioneller Energie)

Eine andere Möglichkeit besteht darin die abhängige Variable zu verändern. In Modell (2.2) wurde anstelle des Börsenpreises als abhängige Variable wurde nun der Stromverbrauch genommen.

$$Y = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 \quad (2.2)$$

Y... Verbrauch in GWh

X₁... Börsenstrompreis in Euro/GWh

X₂... Produktionsmenge erneuerbare Energien in GWh

X₃... Produktionsmenge konventionelle Energien in GWh

X₄... Exportsaldo internationale Strombörse in Euro

Die Prüfung der Regressionsfunktion zeigt, dass bei allen vier Variablen die Daten vollständig erklärt werden können. Darin ist dieses Modell von Modell (1.7) verschieden. Beide Modelle unterscheiden sich lediglich darin, dass zwei Variablen vertauscht wurden. Jedoch steht dem Bestimmtheitsmaß von 1 ein hoher Standardfehler gegenüber.

ITERATION	R ²	STANDARDFEHLER DER SCHÄTZUNG
1	0,280	7093,077
2	0,717	4443,167
3	0,924	2299,100
4	1,000	0,501

Tabelle 10: Prüfgrößen für die Regressionsfunktion des Modells 6

Bei einer Betrachtung der einzelnen Koeffizienten wird zudem deutlich, dass X₁, der Börsenpreis, durch den extrem kleinen Regressionskoeffizienten keinen Einfluss auf die abhängige Variable ausübt (Iteration 4). Gleichzeitig hat dieser Koeffizient einen hohen Standardfehler, welcher ihn ungeeignet für das Modell macht.

ITERATION		STAND. BETA	STANDARD- FEHLER
1	Konstante	0	203,809
	X ₁	0,529	5981,777
2	Konstante	0	214,745
	X ₁	0,825	4105,305
	X ₂	0,725	0,006
3	Konstante	0	186,291
	X ₁	0,319	3029,346
	X ₂	0,819	0,003
	X ₃	0,715	0,004
4	Konstante	0	0,045
	X ₁	-0,000001	0,821
	X ₂	1,078	8,6686e ⁻⁷
	X ₃	1,091	0,000001
	X ₄	-0,434	0,000002

Tabelle 11: Koeffizienten des Modells 6 mit Standardfehlern

Das Modell (2.2) ist ungeeignet für eine Beschreibung der Verbrauchsdaten. Nicht nur erfüllt die Funktion nicht die geeignete Signifikanz, auch die Auswirkungen des Preises auf den Verbrauch werden nicht korrekt wiedergegeben. Selbst bei kleiner Preiselastizität muss der Einfluss des Preises auf die Entscheidung erkennbar sein.

6. Zusammenfassung

Die Einführung von erneuerbaren Energien zur vollständigen Versorgung ist ein Prozess, welcher in Deutschland erst am Anfang steht. Es müssen noch viele Probleme gelöst werden, um auf die Bedürfnisse der Bevölkerung einzugehen. Die unstetige Natur von regenerativen Energien lassen sich (noch) wegen ihres geringen Anteils am Strommarkt durch fossile Energie ausgleichen.

Die indirekte Nachfragesteuerung, bei der direkt auf die Bedürfnisse der Verbraucher Einfluss genommen wird, besitzt das Potential in vielen Bereichen die Energieversorgung zu unterstützen. Besonders bei den privaten Haushalten werden viele Möglichkeiten, wie beispielsweise die Klima- und Wärmetechnik, heute noch nicht ausgeschöpft. Die Anfangsinvestitionen für notwendige Technologien sind für Privatpersonen zu teuer und bedürfen einer staatlichen Förderung. Es ist notwendig, parallel zum Stromnetz, ein Informations- beziehungsweise Datennetz zu installieren, welches zum einen aktuelle Daten des Stromverbrauches liefert, andererseits diese Daten direkt auf den Verbrauch einwirken lässt. Durch einen intelligenten Energiemarkt, Smart Grid genannt, kann dies erreicht werden. Verbrauchern entstehen dadurch die Möglichkeit auf Preisschwankungen rechtzeitig zu reagieren oder Maschinen oder Haushaltsgeräte zu kaufen, welche sich durch den Strompreis direkt in ihren Betrieb beeinflussen lassen.

Da diese Technologie jedoch noch nicht verbreitet ist, sind die Möglichkeiten für indirekte Nachfragesteuerung beschränkt. Preismodelle, welche auf historischen makroskopischen Verbrauchsdaten beruhen, werden bereits von den Stromproduzenten angeboten. Die Unterscheidung zwischen günstigen Nachtstrom und teureren Tagstrom wird bereits seit mehreren Jahrzehnten getroffen und an die Verbraucher weitergegeben. In Unternehmen, welche einen hohen Stromverbrauch haben, werden Verbrauchsanalysen durchgeführt und in der Strombeschaffung angewendet, um diesen für sie hohen Kostenpunkt möglichst gering ausfallen zu lassen. Allerdings sind alle Möglichkeiten der indirekten Steuerung mit einem hohen Maß an Aufwand verbunden, welcher für die Mehrzahl der Marktteilnehmer nicht rentabel ist.

Ein weiteres generelles Problem bei der Beeinflussung des Verbrauchs liegt in der Natur des Gutes „Strom“ begründet. Ähnlich Nahrungsmitteln, wird Strom als zum Leben notwendig erachtet. Er ist ein Grundverbrauchsgut. Daraus ergibt sich eine geringe



Bereitschaft den eigenen Stromverbrauch zu verändern. Auch Einkommens- oder Preisänderung wirken sich unterdurchschnittlich aus. Verteuerungen in werden eher durch Einsparungen in anderen „Luxusbereichen“ ausgeglichen. Erst auf lange Sicht passt sich der Bedarf an. Für eine zeitgenaue Nachfragesteuerung werden diese Änderungen jedoch zu spät realisiert. Durch jährliche Energieabrechnungen fehlt den Verbrauchern der Überblick und Anpassungswillen. Durch den intelligenten Energiemarkt könnte auch dieses Problem behoben oder zumindest verringert werden.

Für eine effektive indirekte Nachfragesteuerung ist es notwendig, den Energiemarkt, wie er zurzeit besteht, zu revolutionieren. Jede Veränderung muss dabei beobachtet werden, da sich bei veränderter Datenlage auch das Verhalten der Verbraucher ändern wird. Bisherige Daten wären dann veraltet und könnten sich damit sogar negativ auswirken. Es müssen neue und genauere Modelle erstellt werden, in denen auch zwischen Verbrauchergruppen unterschieden wird. Ein koordiniertes Projekt kann dafür die Lösung sein, in dem parallel zum Ausbau des Energienetzes Verbraucherdaten gesammelt und Veränderungen registriert werden.

Eine optimale Lösung für eine indirekte Nachfragesteuerung konnte deshalb diese Arbeit nicht ermitteln. Viele Veränderungen müssen auf dem Strommarkt noch stattfinden. Zwar geht die Entwicklung schnell voran, doch andere Bereiche, wie beispielsweise rechtliche Bestimmungen im Datenschutz, behindern noch zu stark.

Verweise

- AGEB. (2015). *Endenergieverbrauch*. statista.
- AGEB. (2015). *Primärenergieverbrauch*. statista.
- Aichele, C., & Doleski, O. (2014). *Smart Market - Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Springer.
- Appelrath, H.-J., Kagermann, H., & Mayer, C. (2012). *Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie*. acatech.
- BDEW. (2017). *Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen*. statista.
- BMWi. (2014). *Erneuerbare Energie in Zahlen*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi. (2014). *Faktenblatt Biomasse*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi. (2015). *BIP/Kopf nach Bundesländern*. statista.
- BMWi. (14. 07 2015). *BMWi Energiewende*. Von <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/13/Meldung/weissbuch.html> abgerufen
- Bundesrepublik Deutschland. (2009). *(Inter)nationale Aktionsplan für Erneuerbare Energie*.
- Bundesrepublik Deutschland. (15. 09 2016). *Fördersätze Fotovoltaik*. Berlin.
- Bundesrepublik Deutschland. (2017). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*. Berlin: Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz.
- Christian Münch GmbH. (02. 04 2017). *Photovoltaik.org*. Von <http://www.photovoltaik.org/wissen/smart-grid> abgerufen
- Gellings, C., & Rabl, V. (1988). The Concept of Demand Side Management. In C. Gellings, & V. Rabl, *Demand Side Management and Electricity End-Use Efficiency*. Berkely: Kluwer Academic Publishers.
- Gerth, M. (02 2012). Fehler im System. *Wirtschaftswoche* Nr. 9, S. 84 f.
- Grieger, D., & Cie. (03 2013). *Energieversorgung in Deutschland nach Fukushima*. Von <http://www.zahlendatenfakten.de/studien-marktdaten-marktanalysen/energiewirtschaft/30-studie-energiewende-und-zahlungsbereitschaft-2013.html> abgerufen
- Günther, M. (2015). *Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien. Möglichkeiten, Potenziale, Systeme*. Wiesbaden.
- Hamenstädt, U. (2008). *Bestimmung der Preiselastizität*.
- Hennig, O. (14. 04 2017). *Immothek 24*. Von http://www.immothek24.com/e-campus/weiteres/die-immobilienfrage_archiv/preoselastizitaet.php abgerufen
- Holm, L. M. (2017). *strom report EEG Umlage*. Von <http://strom-report.de/eeg-umlage/> abgerufen
- Holm, L. M. (07. 03 2017). *strom-report*. Von <http://strom-report.de/oekostrom/> abgerufen
- Holm, L. M. (15. 03 2017). *Strom-Report*. Von <http://strom-report.de/windenergie/#windenergie-2015> abgerufen
- Ifland, M. (2014). *Lastmanagement privater Letztverbraucher zwischen Energiemarkt und Smart Grid*. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau.
- ISE, F. (04. 03 2017). *statista*. Von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/> abgerufen

- IWES, F. (03. 03 2017). *Volllaststunden Fraunhofer*. Von http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/ abgerufen
- Kesternich, M. (2010). *Soziale, ökologische und ökonomische Dimensionen eines nachhaltigen Energiekonsums in Wohngebäuden*. Mannheim: ZEW Mannheim.
- Kleiner, M. M. (27. 02 2017). *Agora Energiewende*. Von <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/> abgerufen
- Klobasa, M. (2007). *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. Zürich: Dissertation - ETH Zürich.
- Ley, S. (05. 03 2017). *deutschlandfunk.de*. Von http://www.deutschlandfunk.de/ausschreibungspflicht-bei-solaranlagen-kaum-chancen-fuer.697.de.html?dram:article_id=317025 abgerufen
- Maaßen, U. (2015). *AG Energiebilanzen: "Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern"*. AG Energiebilanz ev.
- Morris, C. (2014). German power exports still more valuable than imports. *Erneuerbare Energie Das Magazin*.
- Next Kraftwerke GmbH. (27. 03 2017). *next-kraftwerk.de*. Von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/merit-order> abgerufen
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. (04. 03 2017). Von <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/06/2016-06-08-eeg-nouvelle.html> abgerufen
- Sachverständigenrat Wirtschaft. (2011/12). *Jahresbericht*.
- Scheftelowitz, M. (2013). *Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Stromerzeugung aus Biomasse 2013 (EEG-Monitoring)*. Berlin: DBFZ.
- Shariatzadeh, F. (2015). Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy. In L. Kazmerski, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (S. 343 - 350).
- Springer Gabler Verlag. (27. 02 2017). *Gabler Wirtschaftslexikon*. Von Erneuerbare Energien: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/596505856/erneuerbare-energien-v2.html> abgerufen
- Strom Report. (05. 03 2017). *Strom Report*. Von <http://strom-report.de/photovoltaik/> abgerufen
- Sundt, S., & Rehdanz, K. (2014). *Consumers willingness to pay for green electricity*. Kieler Institut für Weltwirtschaft.
- TNS Emnid. (2013). *Akzeptanzumfrage zur Energiewende*. TNS Emnid.
- Wissen, R., & Nicolosi, M. (2007). *Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien*. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.



Erklärung zur Urheberschaft

Ehrenwörtliche Erklärung

Hiermit erkläre ich ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbst angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher noch keiner anderen Prüfbehörde vorgelegt und noch nicht veröffentlicht. Ich bin mir bewusst, dass eine unwahre Erklärung rechtliche Folgen haben wird

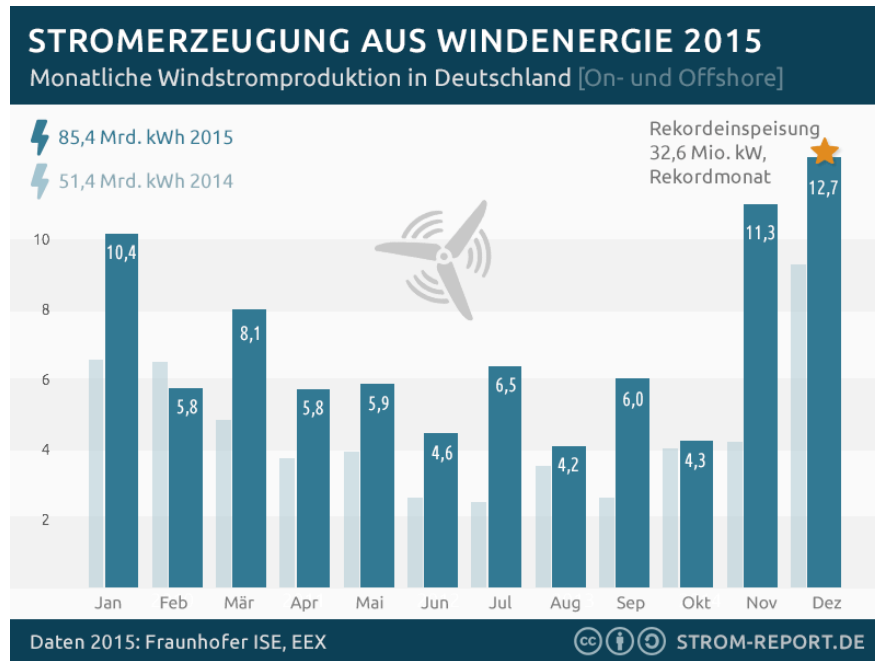
Dresden, den

Philipp Tausche

Anhang

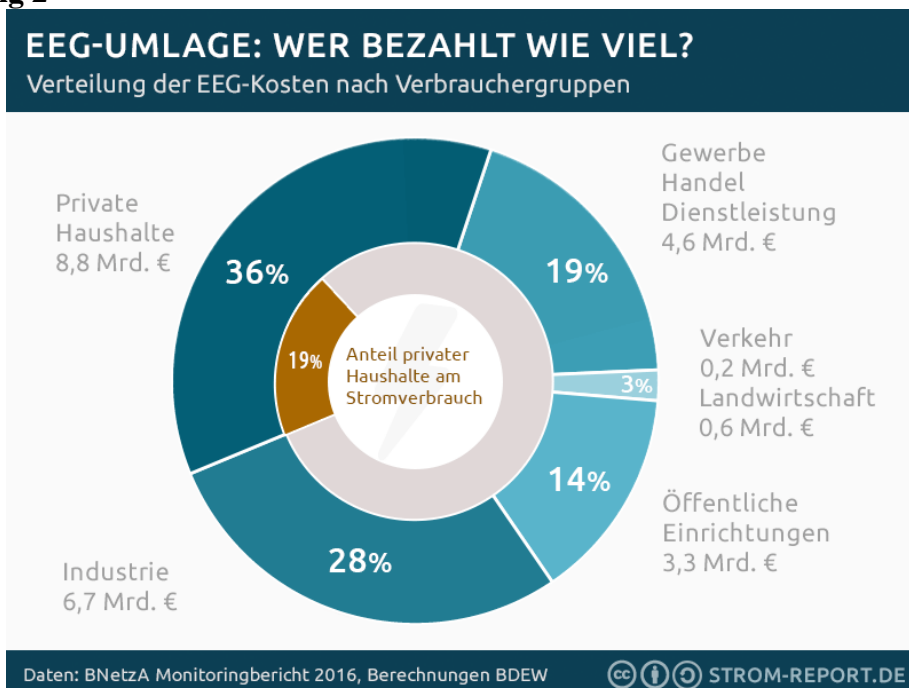
Abbildungen 1,2, A - G

Abbildung 1



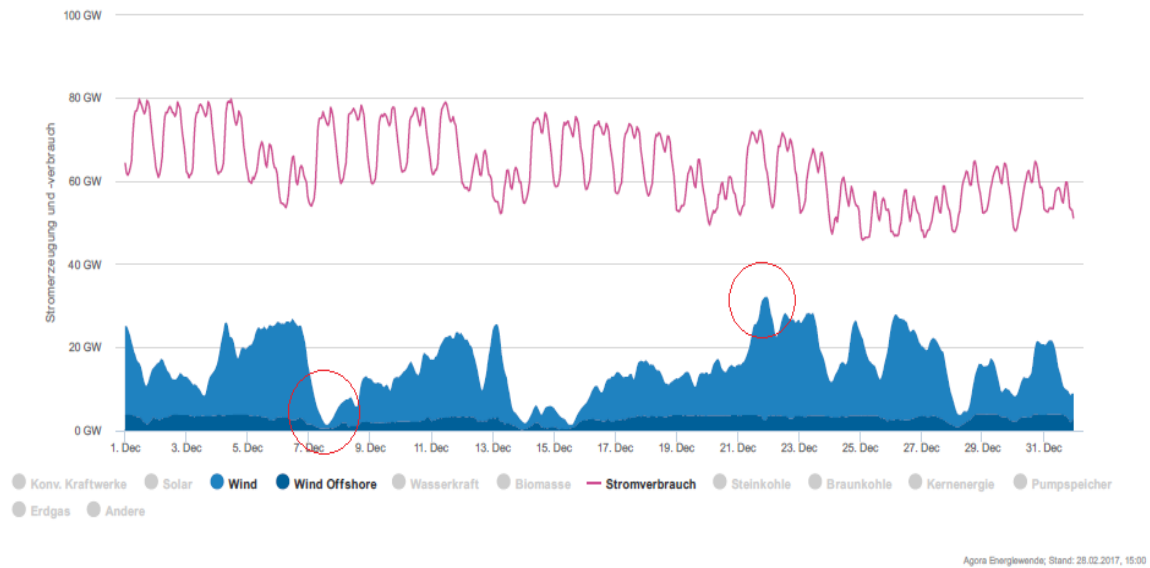
monatliche Windstromproduktion in Deutschland 2014 und 2015 (Quelle: strom-report.de)

Abbildung 2



Verteilung der EEG-Umlage nach Verbrauchergruppen (Quelle: strom-report.de)

Abbildung A



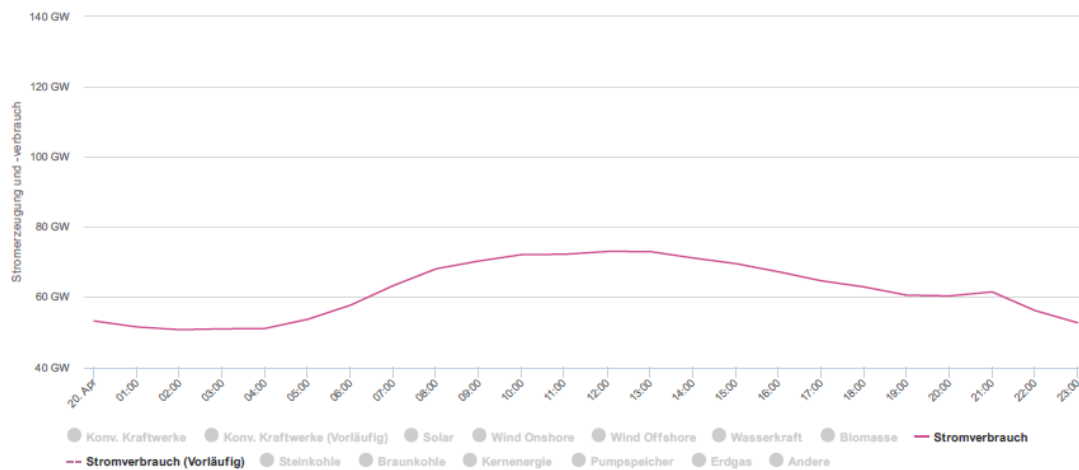
Energieverbrauch und Windstromproduktion im Dezember 2015 nach Ursprung (Quelle: Agora Energiewende)

Abbildung B



Energieverbrauch und Solarstromproduktion im Juli 2015 im Tagesverlauf (Quelle: Agora Energiewende)

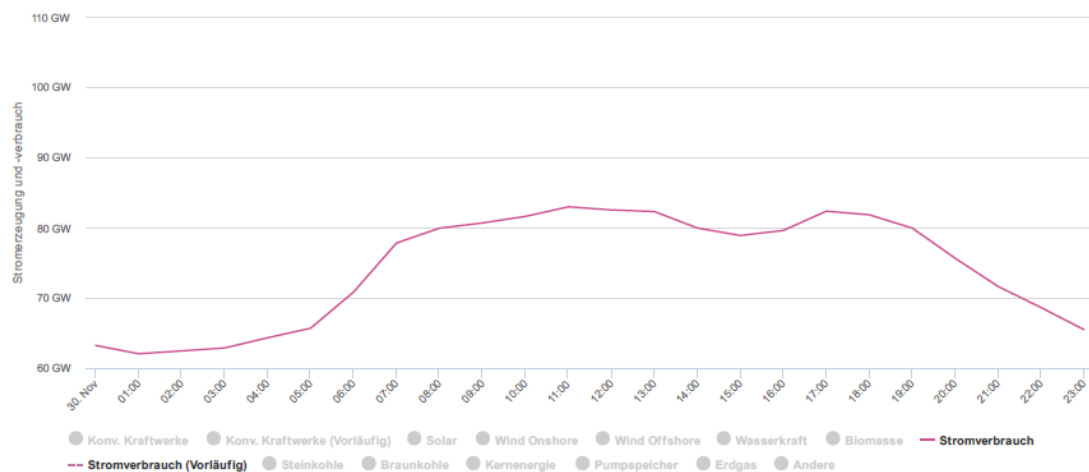
Abbildung C



Agora Energiewende; Stand: 28.02.2017, 13:45

Tagesverlauf Stromverbrauch Mittwoch, 20.04.2016, Sommerwoche (Quelle: Agora Energiewende)

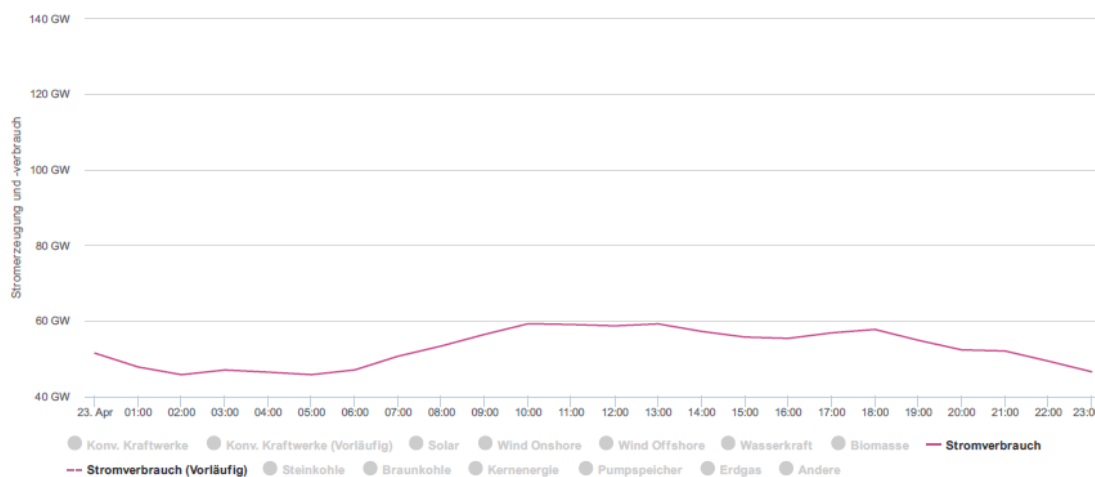
Abbildung D



Agora Energiewende; Stand: 28.02.2017, 13:45

Tagesverlauf Stromverbrauch Mittwoch, 30.11.2016, Winterwoche (Quelle: Agora Energiewende)

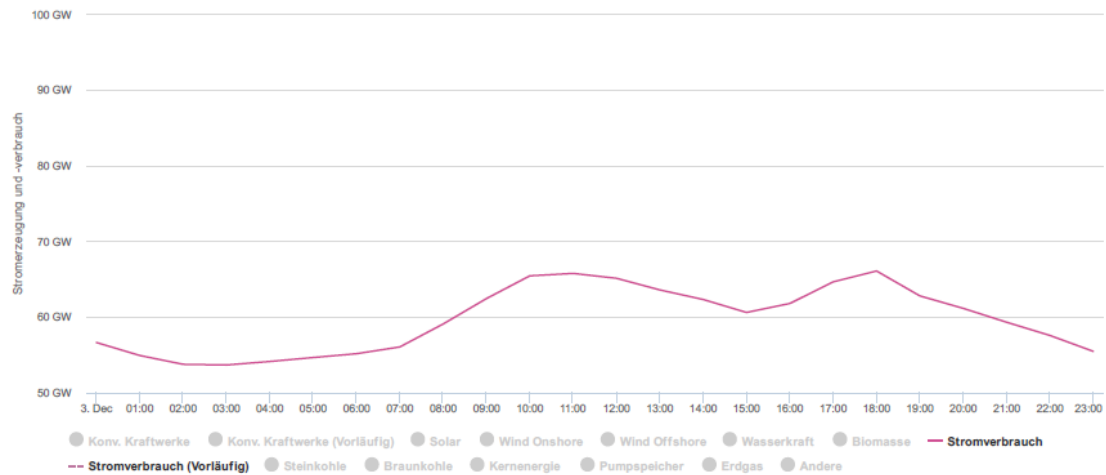
Abbildung E



Agora Energiewende; Stand: 28.02.2017, 14:10

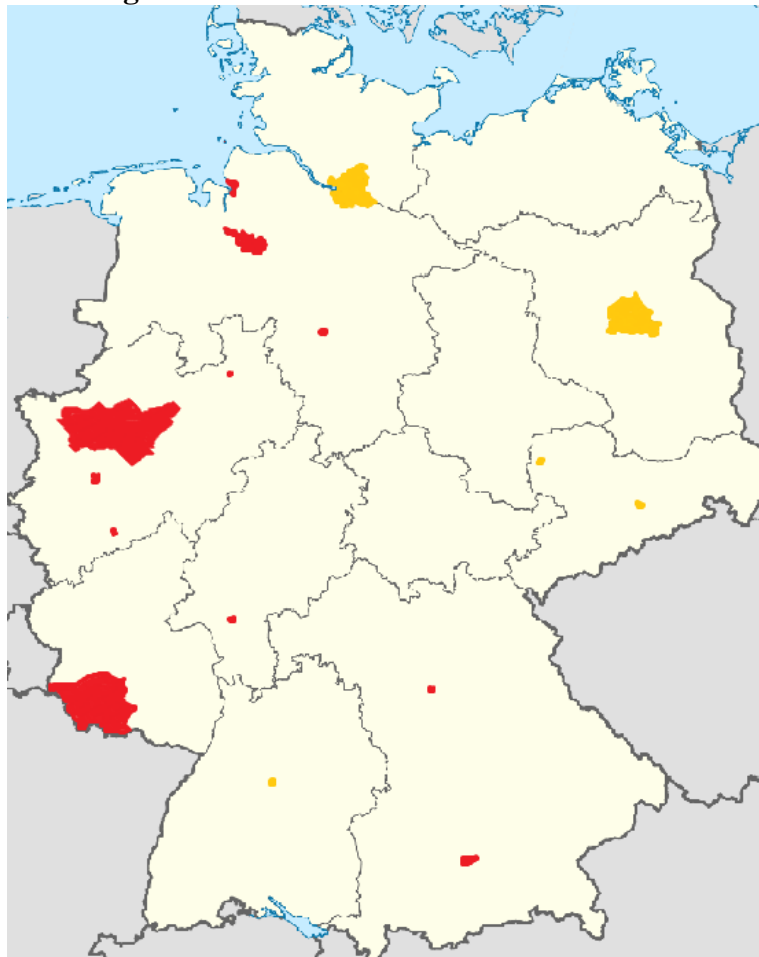
Tagesverlauf Stromverbrauch Samstag, 23.04.2016, Sommerwoche (Quelle: Agora Energiewende)

Abbildung F




Tagesverlauf Stromverbrauch Samstag, 03.12.2016, Winterwoche (Quelle: Agora Energiewende)


Abbildung G



Karte mit Regionen größter Stromverbraucher

Legende:

 Region mit unterdurchschnittlichen Verbrauch

 Region mit überdurchschnittlichen Verbrauch

Karte der Regionen mit den größten Stromverbrauchern (Ruhrgebiet + Ballungszentren) [Eigenerstellung]

IBM SPSS Statistics Tabellen

Tabellen Modell 1

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,409 ^a	,167	,167	,01156
2	,850 ^b	,723	,723	,00667
3	,858 ^c	,736	,736	,00652

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00020

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00020, VAR00016

c. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00020, VAR00016, VAR00021

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient B	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	,044	,000		140,479	,000
	VAR00020	-5,743E-7	,000	-,409	-41,891	,000
2	(Konstante)	-,024	,001		-44,894	,000
	VAR00020	-1,015E-6	,000	-,722	-118,364	,000
	VAR00016	1,226E-6	,000	,809	132,601	,000
3	(Konstante)	-,023	,001		-43,692	,000
	VAR00020	-1,378E-6	,000	-,980	-70,140	,000
	VAR00016	1,688E-6	,000	1,113	69,367	,000
	VAR00021	-4,631E-7	,000	-,333	-20,426	,000

a. Abhängige Variable: VAR00022

Ausgeschlossene Variablen^a

Modell		Beta In	T	Sig.	Partielle Korrelation	Kollinearitätsstatistik Toleranz
1	VAR00016	,809 ^b	132,601	,000	,817	,850
	VAR00021	,717 ^b	95,140	,000	,713	,823
	VAR00017	-,141 ^b	-12,313	,000	-,130	,715
2	VAR00021	-,333 ^c	-20,426	,000	-,213	,113
	VAR00017	-,133 ^c	-20,426	,000	-,213	,715
3	VAR00017	-41,885 ^d	-1,051	,293	-,011	1,900E-8

a. Abhängige Variable: VAR00022

b. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00020

c. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00020, VAR00016

d. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00020, VAR00016, VAR00021

Tabellen Modell 2

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,842 ^a	,709	,709	,00684
2	,843 ^b	,711	,711	,00682

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00019

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00019, VAR00017

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	-,015	,000		-45,696	,000
	VAR00019	1,108E-6	,000	,842	145,923	,000
2	(Konstante)	-,013	,000		-31,503	,000
	VAR00019	1,086E-6	,000	,826	135,801	,000
	VAR00017	-1,723E-7	,000	-,049	-8,120	,000

a. Abhängige Variable: VAR00022

Ausgeschlossene Variablen^a

Modell	Beta In	T	Sig.	Partielle Korrelation	Kollinearitätsstatistik Toleranz
1 VAR00017	-,049 ^b	-8,120	,000	-,086	,894

a. Abhängige Variable: VAR00022

b. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00019

Tabellen Modell 3:

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,842 ^a	,709	,709	,00684
2	,842 ^b	,709	,709	,00683

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00019

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00019, VAR00023

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	-,015	,000		-45,696	,000
	VAR00019	1,108E-6	,000	,842	145,923	,000
2	(Konstante)	-,019	,001		-17,895	,000
	VAR00019	1,300E-6	,000	,988	25,620	,000
	VAR00023	-2,293E-12	,000	-,148	-3,839	,000

a. Abhängige Variable: VAR00022

Ausgeschlossene Variablen^a

					Kollinearitätsstatistik
Modell	Beta In	T	Sig.	Partielle Korrelation	Toleranz
1	VAR00023	-.148 ^b	-3.839	.000	-.041
					.022

a. Abhängige Variable: VAR00022

b. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00019

Tabellen Modell 4:

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,829 ^a	,687	,687	,00709
2	,832 ^b	,692	,692	,00703

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00023

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00023, VAR00017

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient B	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	,008	,000		40,956	,000
	VAR00023	1,284E-11	,000	,829	138,727	,000
2	(Konstante)	,010	,000		36,569	,000
	VAR00023	1,250E-11	,000	,807	129,501	,000
	VAR00017	-2,475E-7	,000	-,071	-11,380	,000

a. Abhängige Variable: VAR00022

Ausgeschlossene Variablen^a

Modell		Beta In	T	Sig.	Partielle Korrelation	Kollinearitätsstatistik Toleranz
1	VAR00017	-,071 ^b	-11,380	,000	-,121	,906

a. Abhängige Variable: VAR00022

b. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00023

Tabellen Modell 5:

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,040 ^a	,002	,001	,01266
2	,489 ^b	,239	,239	,01106
3	,493 ^c	,243	,243	,01103
4	,503 ^d	,253	,253	,01095

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024

c. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025

d. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025, VAR00017

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient B	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	,032	,000		197,339	,000
	VAR00009	-7,570E-8	,000	-,040	-3,757	,000
2	(Konstante)	,040	,000		187,468	,000
	VAR00009	-2,333E-7	,000	-,124	-13,070	,000
	VAR00024	-8,660E-7	,000	-,494	-52,239	,000
3	(Konstante)	,052	,002		30,023	,000
	VAR00009	-2,083E-7	,000	-,110	-11,453	,000
	VAR00024	-8,864E-7	,000	-,506	-52,737	,000
	VAR00025	-1,594E-6	,000	-,066	-6,765	,000
4	(Konstante)	,067	,002		30,409	,000
	VAR00009	-9,563E-8	,000	-,051	-4,597	,000
	VAR00024	-7,552E-7	,000	-,431	-36,716	,000
	VAR00025	-3,416E-6	,000	-,141	-11,880	,000
	VAR00017	-5,377E-7	,000	-,154	-10,913	,000

a. Abhängige Variable: VAR00022

Ausgeschlossene Variablen^a

Modell		Beta In	T	Sig.	Partielle	Kollinearitätsstatistik
					Korrelation	Toleranz
1	VAR00024	-,494 ^b	-52,239	,000	-,487	,971
	VAR00025	,026 ^b	2,365	,018	,025	,946
	VAR00017	-,323 ^b	-31,298	,000	-,317	,963
2	VAR00025	-,066 ^c	-6,765	,000	-,072	,916
	VAR00017	-,057 ^c	-4,893	,000	-,052	,646
3	VAR00017	-,154 ^d	-10,913	,000	-,116	,428

a. Abhängige Variable: VAR00022

b. Einflussvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009

c. Einflussvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009, VAR00024

d. Einflussvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025

Tabellen Modell 5 inklusive konventioneller Energie:

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,040 ^a	,002	,001	,01266
2	,489 ^b	,239	,239	,01106
3	,493 ^c	,243	,243	,01103
4	,503 ^d	,253	,253	,01095
5	,867 ^e	,751	,751	,00632

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024

c. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025

d. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025, VAR00017

e. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025, VAR00017, VAR00021

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	,032	,000		197,339	,000
	VAR00009	-7,570E-8	,000	-,040	-3,757	,000
2	(Konstante)	,040	,000		187,468	,000
	VAR00009	-2,333E-7	,000	-,124	-13,070	,000
	VAR00024	-8,660E-7	,000	-,494	-52,239	,000
3	(Konstante)	,052	,002		30,023	,000
	VAR00009	-2,083E-7	,000	-,110	-11,453	,000
	VAR00024	-8,864E-7	,000	-,506	-52,737	,000
	VAR00025	-1,594E-6	,000	-,066	-6,765	,000
4	(Konstante)	,067	,002		30,409	,000
	VAR00009	-9,563E-8	,000	-,051	-4,597	,000
	VAR00024	-7,552E-7	,000	-,431	-36,716	,000
	VAR00025	-3,416E-6	,000	-,141	-11,880	,000
	VAR00017	-5,377E-7	,000	-,154	-10,913	,000
5	(Konstante)	-,033	,001		-22,507	,000
	VAR00009	3,719E-7	,000	,197	29,719	,000
	VAR00024	1,117E-7	,000	,064	8,240	,000
	VAR00025	1,786E-6	,000	,074	10,471	,000

VAR00017	-1,395E-6	,000	-,400	-47,826	,000
VAR00021	1,205E-6	,000	,867	132,391	,000

a. Abhängige Variable: VAR00022

Ausgeschlossene Variablen^a

Modell		Beta In	T	Sig.	Partielle Korrelation	Kollinearitätsstatistik Toleranz
1	VAR00024	-,494 ^b	-52,239	,000	-,487	,971
	VAR00025	,026 ^b	2,365	,018	,025	,946
	VAR00017	-,323 ^b	-31,298	,000	-,317	,963
	VAR00021	,783 ^b	112,745	,000	,769	,963
2	VAR00025	-,066 ^c	-6,765	,000	-,072	,916
	VAR00017	-,057 ^c	-4,893	,000	-,052	,646
	VAR00021	,695 ^c	99,144	,000	,727	,834
3	VAR00017	-,154 ^d	-10,913	,000	-,116	,428
	VAR00021	,797 ^d	111,210	,000	,765	,697
4	VAR00021	,867 ^e	132,391	,000	,817	,663

a. Abhängige Variable: VAR00022

b. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009

c. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009, VAR00024

d. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025

e. Einflußvariablen im Modell: (Konstante), VAR00009, VAR00024, VAR00025, VAR00017

Tabellen Modell 6:

Modellzusammenfassung

Modell	R	R-Quadrat	Korrigiertes R-Quadrat	Standardfehler des Schätzers
1	,529 ^a	,280	,280	7093,077
2	,847 ^b	,717	,717	4443,167
3	,961 ^c	,924	,924	2299,100
4	1,000 ^d	1,000	1,000	,501

a. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022, VAR00020

c. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022, VAR00020, VAR00021

d. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022, VAR00020, VAR00021, VAR00017

Koeffizienten^a

Modell		Nicht standardisierte Koeffizienten		Standardisierte Koeffizienten	T	Sig.
		Regressionskoeffizient B	Standard Fehler	Beta		
1	(Konstante)	51760,539	203,809		253,966	,000
	VAR00022	349035,314	5981,777	,529	58,350	,000
2	(Konstante)	31651,072	214,745		147,389	,000
	VAR00022	544368,487	4105,305	,825	132,601	,000
	VAR00020	,672	,006	,725	116,459	,000
3	(Konstante)	8511,399	186,291		45,689	,000
	VAR00022	210136,034	3029,346	,319	69,367	,000
	VAR00020	,759	,003	,819	249,850	,000
	VAR00021	,656	,004	,715	154,757	,000
4	(Konstante)	,275	,045		6,098	,000
	VAR00022	-,852	,821	,000	-1,038	,299
	VAR00020	1,000	,000	1,078	1153587,906	,000
	VAR00021	1,000	,000	1,091	818585,004	,000
	VAR00017	-1,000	,000	-,434	-429836,691	,000

a. Abhängige Variable: VAR00016

Ausgeschlossene Variablen^a

Modell		Beta In	T	Sig.	Partielle	Kollinearitätsstatistik
					Korrelation	Toleranz
1	VAR00020	,725 ^b	116,459	,000	,780	,833
	VAR00021	,501 ^b	38,708	,000	,382	,419
	VAR00017	,410 ^b	48,203	,000	,458	,898
2	VAR00021	,715 ^c	154,757	,000	,856	,405
	VAR00017	,108 ^c	16,183	,000	,170	,703
3	VAR00017	-,434 ^d	-429836,691	,000	-1,000	,401

a. Abhängige Variable: VAR00016

b. Einflussvariablen im Modell: (Konstante), VAR00022

c. Einflussvariablen im Modell: (Konstante), VAR00022, VAR00020

d. Einflussvariablen im Modell: (Konstante), VAR00022, VAR00020, VAR00021

ANOVA^a

Modell		Quadratsumme	df	Mittel der Quadrate	F	Sig.
1	Regression	171296172720,907	1	171296172720,907	3404,696	,000 ^b
	Nicht standardisierte Residuen	440630239402,290	8758	50311742,339		
	Gesamt	611926412123,196	8759			
2	Regression	439048040027,965	2	219524020013,983	11119,794	,000 ^c
	Nicht standardisierte Residuen	172878372095,231	8757	19741734,852		
	Gesamt	611926412123,196	8759			
3	Regression	565643399639,626	3	188547799879,875	35670,205	,000 ^d
	Nicht standardisierte Residuen	46283012483,570	8756	5285862,550		
	Gesamt	611926412123,196	8759			
4	Regression	611926409930,034	4	152981602482,509	610695298252,985	,000 ^e
	Nicht standardisierte Residuen	2193,162	8755	,251		
	Gesamt	611926412123,196	8759			

a. Abhängige Variable: VAR00016

b. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022

c. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022, VAR00020

d. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022, VAR00020, VAR00021

e. Einflußvariablen : (Konstante), VAR00022, VAR00020, VAR00021, VAR00017

Digitale Fassung der Masterarbeit auf CD-ROM

Enthält folgende Dateien:

- Text der Diplomarbeit
- Bilder
- Quellen
- Excel-Dateien
- SPSS Statistics Output Document (.spv)
- SPSS Statistics Data Document (.sav)

- (1) Springer Gabler Verlag, Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Erneuerbare Energien (<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/596505856/erneuerbare-energien-v2.html>)
- (2) (Inter)nationale Aktionsplan Erneuerbare Energie
- (3) Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)
- (4) Erneuerbare Energie in Zahlen????
- (5) Windenergie Deutschland (<http://strom-report.de/windenergie/#windenergie-2015>)
- (6) <http://strom-report.de/windenergie/#windenergie-entwicklung-2015> (ev. Grafik einfügen)
- (7) http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/
- (8) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/> (Grafik vorhanden: Windenergie)
- (9) <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/06/2016-06-08-eeg-novelle.html>
- (10) <http://strom-report.de/photovoltaik/> (Grafiken downloaden als Quellen)
- (11) http://www.deutschlandfunk.de/ausschreibungspflicht-bei-solaranlagen-kaum-chancen-fuer.697.de.html?dram:article_id=317025
- (12) Excel-Datei: Degressionssätze (in Quellen)
- (13) <http://strom-report.de/oekostrom/> (Grafik möglich, aber noch nicht runter geladen)
- (14) <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/strom-aus-biomasse>
- (15) Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Stromerzeugung aus Biomasse 2013 (EEG-Monitoring), Juni 2013. (http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/biomassemonitoring_zwischenbericht_bf.pdf) (liegt als PDF vor)
- (16) http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/faktenblatt_biomasse.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (liegt als PDF vor)
- (17) PDF EEG 2017 (Quelle eventuell doppelt) → (3)
- (18) <http://strom-report.de/eeg-umlage/> (Grafiken möglich)
- (19) PDF EEG 2017 §60a (ähnlich (17) aber genauer) → (3)
- (20) <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/170390/umfrage/stromverbrauch-nach-sektoren-in-deutschland/> (Grafik in Quellen)
- (21) <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/> (Grafiken in Quellen)
- (22) Grafik in Quellen: Stromproduktion 2015 April-August → (3)
- (23) Bestimmung der Preiselastizität für Strom; Ulrich Hamenstädt; 10.09.2008 (PDF)
- (24) Jahresbericht 2011/2012: sechstes Kapitel; II Strommarkt, Nr. 383; Sachverständigenrat Wirtschaft (PDF)
- (25) <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/merit-order>
- (26) EWI Working Paper, Nr. 07/3; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, September 2007 (PDF)
- (27) Martin Gerth: Fehler im System. In: Wirtschaftswoche, Nr. 9, 27. Februar 2012, S. 84 f.
- (28) AG Energiebilanzen: "Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern". Stand 11. Dezember 2015
- (29) German power exports still more valuable than imports (PDF)
- (30) statista: Primärenergieverbrauch je Bundesland 2014 (PDF)
- (31) statista: Endenergieverbrauch je Bundesland 2014 (PDF)
- (32) statista: BIP/Kopf nach Bundesländern 2015 (PDF)

- (33) Energieversorgung in Deutschland nach Fukushima; Dr. Grieger & Cie.; Hamburg, 03.2013 <http://www.zahlendatenfakten.de/studien-marktdaten-marktanalysen/energiewirtschaft/30-studie-energiewende-und-zahlungsbereitschaft-2013.html>
- (34) Consumer's Willingness to Pay for Green Electricity: A Meta-Analysis of the Literature; Kieler Instituts für Weltwirtschaft; Juni 2014 (PDF)
- (35) Umfrage von TNS Emnid; Akzeptanzumfrage zur Energiewende; 09.2013 (PDF)
- (36) Hans-Jürgen Appelrath, Henning Kagermann und Christoph Mayer (Hrsg.): Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie.; acatech; 02.2012
- (37) Matthias Günther, Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien. Möglichkeiten, Potenziale, Systeme, Wiesbaden 2015
- (38) <http://www.photovoltaiik.org/wissen/smart-grid>
- (39) Aichele, C., Doleski, O. D. (Hrsg.): Smart Market - Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. ISBN 978-3-658-02778-0, Springer Vieweg, 2014
- (40) Farshid Shariatzadeh et al, Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 45, (2015), 343–350
- (41) <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/13/Meldung/weissbuch.html> (14.07.2015)
- (42) C.W. Gellings, V. A. Rabl, "The Concept of Demand Side Management," in Demand Side Management and Electricity End-Use Efficiency. Coimbra (Portugal), Berkely (CA, USA): Kluwer Academic Publishers, 1988.
- (43) Lastmanagement privater Letztverbraucher zwischen Energiemarkt und Smart Grid; Mike Ifland; Universitätsverlag Ilmenau 2014
- (44) M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, 2007, Dissertation - ETH Zürich
- (45) http://www.immothek24.com/e-campus/weiteres/die-immobilienfrage_archiv/preoselastizitaet.php (nur die Grafik)
- (46) Soziale, ökologische und ökonomische Dimensionen eines nachhaltigen Energiekonsums in Wohngebäuden; Martin Kesternich, ZEW Mannheim; July 2010